

Jens Teuscher

Leistungsflussoptimierendes Energiemanagement  
von dezentralen Energieversorgungssystemen in  
zukünftigen Niederspannungsnetzstrukturen



**Jens Teuscher**

Leistungsflussoptimierendes  
Energiemanagement von dezentralen  
Energieversorgungssystemen in zukünftigen  
Niederspannungsnetzstrukturen



TECHNISCHE UNIVERSITÄT  
CHEMNITZ

**Universitätsverlag Chemnitz**

**2015**

---

## **Impressum**

### **Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek**

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Angaben sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Diese Arbeit wurde von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Chemnitz als Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades Dr.-Ing. genehmigt.

Tag der Einreichung: 11.11.2014

Betreuer: Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Schufft

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Bernd Platzer

Prof. Dr. rer. nat. habil. Udo Rindelhardt

Tag der Verteidigung: 05.03.2015

Technische Universität Chemnitz/Universitätsbibliothek

### **Universitätsverlag Chemnitz**

09107 Chemnitz

<http://www.tu-chemnitz.de/ub/univerlag>

### **Herstellung und Auslieferung**

Verlagshaus Monsenstein und Vannerdat OHG

Am Hawerkamp 31

48155 Münster

<http://www.mv-verlag.de>

ISBN 978-3-944640-50-1

<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:ch1-qucosa-162138>

# Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis . . . . .	viii
Symbolverzeichnis . . . . .	ix
<b>Vorwort</b>	<b>xiii</b>
<b>1. Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1. Hinführung . . . . .	1
1.2. Überblick . . . . .	3
<b>2. Elektroenergieversorgung in Dtl.</b>	<b>7</b>
2.1. Überblick über das Elektroenergiesystem . . . . .	7
2.1.1. Zieldreieck der Energieversorgung . . . . .	7
2.1.2. Aufbau des Elektroenergiesystems . . . . .	9
2.1.3. Bereitstellung von Elektroenergie . . . . .	13
2.2. Elektroenergieversorgung im Wandel . . . . .	16
2.2.1. Energiepolitische Ziele in Deutschland . . . . .	16
2.2.2. Auswirkungen der Energiewende auf Netzebenen	18
2.2.3. Intelligentes Netz als Lösungsansatz . . . . .	22
2.3. Energiemanagement im Niederspannungsnetz . . . . .	24
2.3.1. Rahmenbedingungen für ein intelligentes Netz . .	24
2.3.2. Kriterien für Optimierungsansätze . . . . .	26
2.3.3. Leistungsfluss als Bezugsgröße . . . . .	27

<b>3. Simulation von Niederspannungsnetzen</b>	<b>31</b>
3.1. Grundlagen zur Netzsimulation . . . . .	31
3.1.1. Anforderungen an das Netzmodell . . . . .	31
3.1.2. Theorie zur Leistungsflussberechnung . . . . .	33
3.1.3. Simulationsumgebung . . . . .	36
3.1.4. Implementierung von realen Netzstrukturen . . . .	38
3.2. Erstellung von Energiezeitreihen . . . . .	42
3.2.1. Gliederung von Energiezeitreihen . . . . .	42
3.2.2. Beschreibung von Haushaltsverbrauchsprofilen .	44
3.2.3. Darstellung von Sonderverbrauchsprofilen . . . .	46
3.2.4. Erarbeitung von Erzeugungsprofilen . . . . .	47
3.3. Verifizierung der Simulation . . . . .	49
3.3.1. Beschreibung des Testnetzes . . . . .	49
3.3.2. Vergleich zu Messungen am Ortsnetztransformator	50
3.3.3. Bewertung des Simulationsmodells . . . . .	52
 <b>4. Leistungsflussopt. Energiemanagement</b>	 <b>55</b>
4.1. Managementstruktur . . . . .	55
4.1.1. Hierarchischer Aufbau . . . . .	55
4.1.2. Einführung des Anreizsignals . . . . .	59
4.1.3. Optimierungskriterien . . . . .	61
4.1.4. Graphentheorie zur Problembeschreibung . . . .	63
4.2. Verlustbasierte Leistungsflussoptimierung . . . . .	65
4.2.1. Berechnung der Leitverluste . . . . .	65
4.2.2. Bildung des Anreizsignals . . . . .	71
4.2.3. Bewertung des Ansatzes . . . . .	78
4.3. Clusterbasierte Leistungsflussoptimierung . . . . .	83
4.3.1. Cluster-Bildung . . . . .	83
4.3.2. Bildung des Anreizsignals . . . . .	88
4.3.3. Integration in die Managementstruktur . . . . .	91

<b>5. Anwendung des leistungsflussop. EM</b>	<b>95</b>
5.1. Erstellung von Testszenarien . . . . .	95
5.1.1. Ausarbeitung von zu betrachtenden Netzparametern . . . . .	95
5.1.2. Auswahl von geeigneten Szenarien . . . . .	102
5.1.3. Zufällige Reaktion der Knoten . . . . .	104
5.2. Einsatz in zukünftigen NS-Netzstrukturen . . . . .	105
5.2.1. Interaktion der Knoten in den Gruppen . . . . .	105
5.2.2. Erhöhung der möglichen dezentralen Erzeugungsleistung . . . . .	107
5.2.3. Reduzierung der Leitverluste . . . . .	117
5.2.4. Optimierter Netzbetrieb . . . . .	119
5.2.5. Technische Bewertung des Managementansatzes	123
5.3. Umsetzung am aktuellen Energiemarkt . . . . .	124
5.3.1. Herausforderungen beim Einsatz . . . . .	124
5.3.2. Möglichkeiten zur Verwertung . . . . .	126
<b>6. Schluss</b>	<b>129</b>
6.1. Zusammenfassung . . . . .	129
6.2. Ausblick . . . . .	133
<b>A. Übersicht über Knotenbezeichnungen</b>	<b>135</b>
<b>B. Vollständige Vernetzungsmatrix</b>	<b>137</b>
<b>Bibliografie</b>	<b>139</b>
Literaturverzeichnis . . . . .	139
Betreute studentische Arbeiten . . . . .	146
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>153</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>154</b>

## Abkürzungsverzeichnis

DES	Dezentrales Energieversorgungssystem
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EM	Energiemanagement
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
ME	Messeinheit
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
ON-Trafo	Ortsnetztransformator
PVC	Polyvinylchlorid
SE	Steuereinheit



## Symbolverzeichnis

$A_{ij}$	Ausschaltmerkmal des Elements $ij$
$A_i$	Term zur Leistung am Knoten $i$
$\vec{A}$	Adjazenzmatrix
$B_{ij}$	Leitwert des Elements $ij$
$B_i$	Blindleitwert am Knoten $i$
$B$	Term zur Leistung im Niederspannungsnetz
$C_i$	Term zu Leitverlusten durch Knoten $i$
$D$	Term zur Leistung im Mittelspannungsnetz
$E_i$	Term zum Gruppenbeitrag eines Knotens $i$
$F_i$	Term zum Energieaustausch mit dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz
$G_i$	Leitwert am Knoten $i$
$I_{ij}$	Strom in Leitung zwischen Knoten $i$ und $j$
$\vec{I}_l$	Stromvektor für $l$ Verbindungselemente
$\vec{K}$	Knotenzuweisungsmatrix
$\vec{L}$	Zuweisungsmatrix der Verbindungselemente
$N_i$	Zuordnung des Knotens $i$ zu bestimmtem Netzgebiet
$Nr_i$	Nummer des Knotens $i$ (vierstellige Ziffernfolge)

$P_{LVij}$	Leitverluste zwischen Knoten $i$ und $j$
$P_0$	Leerlaufverluste im Niederspannungsnetz
$\Delta P_{LVi}$	Durch Knoten $i$ verursachte Leitverluste (siehe Abschnitt 4.2)
$P_{LV\max}$	Maximal möglichen Leitverluste im Niederspannungsnetz
$P_{LV}$	Leitverluste
$P_{MS\max}$	Maximal übertragbare Leistung zum Mittelspannungsnetz
$P_{MS}$	Anliegende Leistung im vorgelagerten Mittelspannungsnetz
$P_{NS}$	Aktuelle Leistung im Niederspannungsnetz
$P_{i\text{Ziel}}$	Zielwert der Leistung am Knoten $i$
$P_i$	Wirkleistung am Knoten $i$
$P_k$	Gesamte Leistung der Gruppe $k$
$P_{NS\max}$	Maximal übertragbare Leistung im Niederspannungsnetz
$P_{\Sigma}$	Im Niederspannungsnetz umgesetzten Leistung
$P_x$	Wirkleistungen im Netz
$Q_i$	Blindleistung am Knoten $i$
$Q_x$	Blindleistungen im Netz
$R_{ij}$	Resistanz des Elements $ij$
$R_{i\min}$	Geringste Resistanz des Knotens $i$ zur Verbindung zum Ortsnetztransformator

$R_{\Sigma}$	Summe aller $R_{i\min}$ für alle Knoten im betrachteten Niederspannungsnetz
$R_x$	Leitungsresistanz zwischen Erzeugung und Verbrauch
$\vec{S}_i$	Komplexe Leistung am Knoten $i$
$S_{\max Aij}$	Langzeitbelastung $ij$
$S_{\max Bij}$	Kurzzeitbelastung $ij$
$S_{\max Cij}$	Ultra-Kurzzeitbelastung $ij$
$T_i$	Typbezeichnung des Knotens $i$
$\vec{U}_i$	Spannungsvektor für $i$ Knoten
$U_{bi}$	Bezugsspannung am Knoten $i$
$U_{\max i}$	Maximale Spannung am Knoten $i$
$U_{\min i}$	Minimale Spannung am Knoten $i$
$X_{ij}$	Reaktanz des Elements $ij$
$\vec{Y}_{il}$	Admittanzmatrix für $i$ Knoten und $l$ Verbindungselemente
$Z_i$	Zuordnung des Knotens $i$ zu bestimmter Zone
$a_{ij}$	Einträge der Adjazenzmatrix
$a_i$	Knotennummer des Anfangsknotens $i$
$\alpha$	Wichtungsfaktor 1
$b_j$	Knotennummer des Endknotens $j$
$\beta$	Wichtungsfaktor 2
$\Delta P_i$	Leistungsdifferenz am Knoten $i$
$\delta$	Wichtungsfaktor 4
$\gamma$	Wichtungsfaktor 3
$i_k$	Anzahl an Knoten pro Gruppe
$i$	Laufvariable der Knoten

$\kappa_{LVi}$	Verlustoptimiertes Anreizsignal am Knoten $i$
$\kappa_{Ri}$	Clusterbasiertes Anreizsignal am Knoten $i$
$\kappa$	Anreizsignal
$k$	Anzahl an Gruppen
$l$	Laufvariable der Verbindungselemente
$m$	Anzahl an Rechenoperationen
$n$	Anzahl an Erzeuger- oder Verbraucher-knoten
$\varphi_{ij}$	Phasenverschiebung bei Transformator $ij$
$\varphi_i$	Phasenlage der Spannung am Knoten $i$
$\ddot{u}_{ij}$	Übersetzungsverhältnis bei Transformator $ij$

# Vorwort

Diese Dissertation entstand während meiner Zeit an der Professur Energie- und Hochspannungstechnik sowie an der Professur Regelungstechnik und Systemdynamik der Technischen Universität Chemnitz in einer harmonischen Umgebung.

Mein größter Dank gilt Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Schufft, welcher mir als Betreuer den Rahmen und die Freiräume für diese Promotion ermöglichte. Sehr gern erinnere ich mich an die vielen freundschaftlich-konstruktiven Gespräche zu jeder Zeit zurück. Die damit verbundenen vielen wichtigen Impulsen und Hinweisen waren mir immer eine willkommene Unterstützung.

Auch Prof. Dr. rer. nat. habil. Udo Rindelhardt möchte ich für seine konstruktiven Anmerkungen zur Dissertation wie auch zu vielen anderen Gesprächsthemen danken, wodurch mir immer wieder ein neuer Blickwinkel eröffnet wurde.

Weiterhin möchte ich meinen Kollegen danken, welche mir mit Rat und Tat zur Seite standen. Zu erwähnen ist hier mein langjähriger Zimmerkollege und Leidensgenosse Andreas Götz, der mich bei fachlichen wie auch alltäglichen Herausforderungen immer wieder unterstützte.

Besonderen Dank möchte ich den vielen Studierende aussprechen, welche ich in meiner Promotionszeit betreuen durfte. Immer wieder waren sie es, die mich mit eigenen Vorschlägen und Ehrgeiz unterstützten

und mir viel Freude während dieser Zeit bereiteten. Hervorzuheben sind hier Vanessa Basler, David Kühnert und Björn Born. Ohne sie wäre diese Dissertation nicht in diesem Maße entstanden.

Es bleibt der Dank an meine Familie sowie allen Lieben, die mich in dieser Zeit begleitet haben, an das Verständnis für meine häufige Abwesenheit sowie für die Unterstützung und Ablenkung an Tagen, an denen es für notwendig gehalten wurde.

Chemnitz, den 11.11.2014

---

# 1. Einleitung

## 1.1. Hinführung

Die Elektroenergie ist aufgrund ihrer Wandlungsfähigkeit in andere Energieenergieformen die bedeutendste Sekundärenergie. Eine entsprechend zentrale Rolle wird in Deutschland dabei dem Elektroenergieversorgungssystem zugewiesen. In den letzten Jahren unterliegt dieses neurale System einem kontinuierlichen Wandel, hervorgerufen durch die Verknappung von Rohstoffen sowie der Verfolgung klimapolitischer Ziele. Dieser Wandel, oft als Energiewende bezeichnet, wird als die große Herausforderung des 21. Jahrhunderts gesehen.

Neben den technischen Entwicklungen sind zudem wirtschaftliche, ökologische sowie gesellschaftliche Aspekte dieses Wandels zu beachten. Aktuell konzentriert sich die Energiewende auf die Erhöhung des Anteils von Anlagen auf der Basis von erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung, auf die Effizienzsteigerung und Flexibilisierung des Elektroenergieverbrauchs sowie auf die Substitution der Kernenergie. Diesen Entwicklungen wird derzeit auf Verteilnetzebene mit klassischen Maßnahmen, wie beispielsweise dem Netzausbau, begegnet. Eine weitere Möglichkeit, diesen neuen Anforderungen gerecht zu werden, stellt die Nutzung von Steuerungs- sowie Informations- und Kommunikationstechnik dar. Im Übertragungsnetz sowie dem 110-kV-

Verteilnetz finden solche Systeme bereits im Netzbetrieb Anwendung. Ein flächendeckender Einsatz über alle Netzebenen hin zu einem intelligenten Netz ist jedoch noch nicht vorhanden. Vor allem im Verteilnetz der lokalen Elektroenergieversorgung, dem Niederspannungsnetz, ist solch ein intelligentes System noch nicht anzutreffen.

Jedoch ist auch diese unterste Verteilnetzebene steigenden Anforderungen ausgesetzt. Den kontinuierlichen Zubau von Photovoltaikanlagen mit ihrem volatilen Charakter sowie der steigenden Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors können die zur Versorgung von Haushalten und Kleingewerbe ausgelegten Niederspannungsnetze an ihre Belastungsgrenzen führen. Ein klassischer Netzausbau mit den hier üblichen Planungswerkzeugen (Gleichzeitigkeitsgrad, o.ä.) sowie einer Auslegung auf installierte Leistungen ist aufgrund des stark fluktuierenden Charakters von Erzeugern und Verbrauchern in dieser Spannungsebene in Hinblick auf die Gesamteffizienz des Systems kritisch zu betrachten.

Aus diesem Grunde stellt ein intelligenter Managementansatz für ein zukünftiges Niederspannungsnetz mit einer hohen Durchdringung dezentraler Energieversorgungssysteme, d. h. eine beliebige Kombination aus intelligenter Erzeuger-, Verbraucher- und Speichereinheit, eine Alternative dar. Um die Gesamteffizienz eines solchen Systems zu erhöhen, ist neben der Integration von Anlagen auf der Basis von erneuerbaren Energien zudem die Reduzierung der in der Niederspannungsebene nicht zu vernachlässigten Leitverluste zu erreichen. Deshalb konzentriert sich diese Arbeit auf die Entwicklung einer Managementstrategie zur Optimierung des Leistungsflusses in der Niederspannungsebene. Neben einem rein verlustoptimierten Ansatz wird zudem ein clusterbasierter Ansatz, bei dem die Reduzierung der Leitungsresistanz zwischen Erzeugung und Verbrauch im Mittelpunkt steht, umgesetzt.



Mit Hilfe eines solchen Energiemanagements soll gezeigt werden, wie durch den Einsatz dezentraler verteilter Speichersysteme sowie intelligenter Betriebsweisen eine möglichst starke Durchdringung von Anlagen auf der Basis von erneuerbaren Energien im Niederspannungsnetz erreicht wird und sich zudem ein positiver Effekt auf die in dieser Spannungsebene entstehenden Leitverluste einstellt.

Weiterhin ist für eine zukünftige intelligente Netzbetriebsführung über alle Spannungsebenen hinweg ein optimierter Netzbetrieb des Niederspannungsnetzes gegenüber dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz anzustreben. Mit Hilfe einer solchen Option ist es möglich, auf vorhandene Überschüsse oder Defizite in höheren Spannungsebenen zu reagieren und auf diese Weise eine Alternative zum Zuschalten von Reservekraftwerken zu ermöglichen.

## **1.2. Überblick**

Diese Arbeit widmet sich der Entwicklung einer Strategie für ein leistungsflussoptimierendes Energiemanagement auf Niederspannungsebene in sechs Kapiteln.

Nach einer kurzen Einleitung zum Thema wird ausgehend vom Elektroenergiesystem in Deutschland und dem sich aktuell vollziehenden Wandel dieses Systems zunächst die Eingrenzung des Themas in einem hinführenden Kapitel durchgeführt. Beginnend mit der themenübergreifenden Energiewende wird eine Konkretisierung auf ein leistungsflussoptimierendes Energiemanagement für die Niederspannungsebene unternommen. In diesem Kapitel werden neben der Fokussierung auf diese Spannungsebene zudem die Rahmenbedingungen für solch ein Managementsystem definiert und, nach einer Beschreibung verschiede-

denster Optimierungskriterien, der Leistungsfluss als Bezugsgröße herausgestellt.

Im darauffolgenden dritten Kapitel wird aufbauend auf der Bezugsgröße Leistungsfluss die Simulationsumgebung inklusive der notwendigen Leistungsflussberechnung beschrieben. Dies ist die Grundlage für die Modellbildung von Niederspannungsnetzen in Form von realitätsnahen Abbildungen. Neben netztopologischen Parametern stellen zudem die Annahmen von Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen aufgrund deren fluktuierender Charakteristika eine Herausforderung dar. Den bislang eher wenig beachteten Niederspannungsnetzen wird sich auf diese Weise mit Hilfe klassischer Instrumente der Netzberechnung sowie der Zeitreihenanalyse genähert.

Der Netzsimulation folgt in einem weiteren Kapitel die Entwicklung verschiedener Managementstrategien. Basierend auf dem herausgearbeiteten Bezugsparameter Leistungsfluss werden zwei unterschiedliche Managementansätze näher untersucht. Neben einer verlustoptimierten Strategie, in welcher der Fokus auf die Reduzierung der bekannten Leitverlusten im Niederspannungsnetz gelegt wird, ist zudem eine clusterbasierte Managementstrategie Gegenstand dieser Arbeit. Durch die Clusterbildung wird eine Reduzierung der Leitungsresistanz zwischen Erzeugung und Verbrauch angestrebt und somit ebenso eine Verlustreduzierung erreicht.

Der Bewertung dieses clusterbasierten Ansatzes wird sich im Kapitel Fünf gewidmet. Nach einer Ausarbeitung unterschiedlicher Test-szenarien werden hier die Auswirkungen auf die Leitverluste sowie die mögliche Integration dezentraler Erzeuger betrachtet. Daraufhin folgt eine Beschreibung der Anwendung dieses Managementansatzes in einem netzoptimierten Betrieb, wobei Vorgaben aus der Mittelspannungsebene durch die Managementstrategie umgesetzt werden. Auch eine Be-

wertung des Ansatzes in Hinblick auf eine praktische Umsetzung wird in diesem Kapitel durchgeführt.

Die Arbeit findet in einer Zusammenfassung der vorgenommenen Untersuchungen, der Darstellung wichtiger Ergebnisse sowie einem Ausblick für mögliche Erweiterungen und notwendige Betrachtungen ihren Schluss.



---

## **2. Elektroenergieversorgung in Deutschland**

### **2.1. Überblick über das aktuelle Elektroenergiesystem**

#### **2.1.1. Zieldreieck der Energieversorgung**

Seit dem Beginn der Nutzung von Elektroenergie in Deutschland am Ende des 19. Jahrhunderts haben sich die Anforderungen und Rahmenbedingungen des Elektroenergiesystems ständig gewandelt. Bereits im Jahr 1935 wurden mit dem Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (kurz: Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) die grundlegenden Anforderungen festgeschrieben. Bis in die aktuelle Zeit beschreibt das EnWG, ergänzt durch Novellierungen, den wesentlichen Rahmen der Elektroenergieversorgung in Deutschland [1]. Neben einer sicheren und wirtschaftlichen Betriebsweise wird durch das EnWG auch die Umweltverträglichkeit der Elektroenergieversorgung gefordert. In Anlehnung an diese drei Zielvorgaben hat sich die Darstellung des Zieldreiecks der Energieversorgung (siehe Abbildung 2.1) durchgesetzt. In dieser Darstellung wird die Veränderung des Elektroenergiesektors deutlich. Ein maßgeblicher Wandel ist aber seit der Jahrtausendwende zu erkennen.

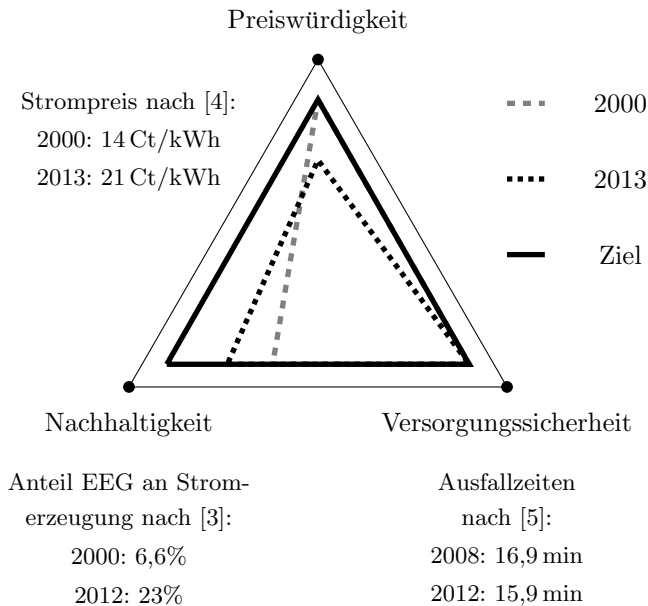


Abbildung 2.1.: Qualitative Darstellung des Zieldreiecks der Elektroenergieversorgung

Durch das Inkrafttreten des Gesetzes zum Vorrang erneuerbarer Energien (kurz: EEG), sowie weiterer von der Bundesregierung eingebrachter energiepolitischer Maßnahmen, hat sich die Umweltverträglichkeit des Elektroenergiesystems deutlich erhöht [2]. Beispielhaft kann dies am Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung gezeigt werden. Im Detail ist hier auf Abschnitt 2.1.3 zu verweisen [3].

Im Gegensatz dazu reduzierte sich die Preiswürdigkeit von Elektroenergie seit 2000 deutlich. Betrag der durchschnittliche Strompreis im Jahr 2000 noch circa 14 Ct/kWh, so stieg dieser, in die Höhe getrie-

ben von zusätzlichen Abgaben, inflationsbereinigt bis 2012 um circa 7 Ct/kWh an [4].

Die Versorgungssicherheit ist in Deutschland im Gegensatz zu den beiden zuvor genannten Anforderungen in etwa konstant. Dabei kann im Durchschnitt von einer Ausfallzeit von circa 15 min pro Jahr ausgegangen werden. Im internationalen Vergleich kann hier von einem Spitzenwert gesprochen werden. Auch der in den letzten Jahren zunehmende Ausbau von fluktuierenden Erzeugern in allen Spannungsebenen konnte die hohe Versorgungssicherheit kaum beeinträchtigen [5].

Es zeigt sich, dass dieses Zieldreieck aufgrund der in den letzten Jahren durchgeführten Veränderungen im Energiesektor aus der Symmetrie geraten ist. In weiteren Schritten gehört es zu den großen Herausforderungen, den Energiesektor nicht nur nachhaltig und sicher, sondern zudem preiswürdig zu gestalten. Bildlich gesprochen ist die Ausbildung eines möglichst gleichschenkligen Zieldreiecks mit möglichst langen Kantenlängen die Zielvorgabe eines modernen Elektroenergiesystems.

### 2.1.2. Aufbau des Elektroenergiesystems

Das Elektroenergiesystem Deutschlands hat sich seit den ersten Anwendungen am Ende des 19. Jahrhunderts bis zur heutigen Zeit in ein komplexes Gebilde mit unterschiedlichen Aufgaben entwickelt. Wie in Abbildung 2.2 zu erkennen ist, wird das System in die grundlegenden Aufgaben der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung und des Verbrauchs von Elektroenergie unterteilt.

Der größte Anteil der Elektroenergieerzeugung wird durch Großkraftwerke geleistet. Jedoch ist in jüngster Zeit die Zahl von dezentra-

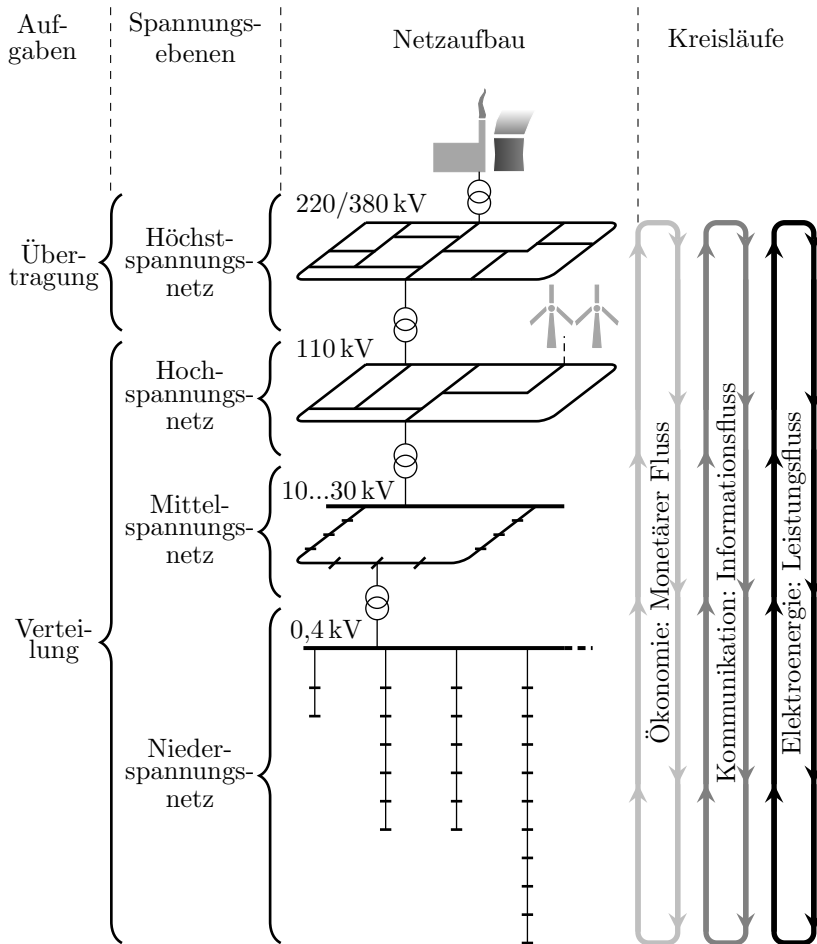


Abbildung 2.2.: Überblick über den Aufbau des Elektroenergiesystems in Deutschland



len Erzeugern beachtlich angestiegen [3]. Großkraftwerke, welche zur Erzeugung zumeist auf fossilen Brennstoffen zurückgreifen, speisen die Elektroenergie großteils in die Übertragungsnetzebene ein.

Das Übertragungsnetz dient lediglich, wie die Begriffsbezeichnung schon ausdrückt, zur Übertragung von Elektroenergie über weite Entfernungen. Um eine Reduzierung der Leitverluste zu erreichen, finden für diese Aufgabe sehr hohe Spannungen mit den Höchstspannungen von 380 kV und 220 kV Verwendung [6].

Für die Verteilung in regionale und lokale Bereiche sind dem Übertragungsnetz Verteilnetze mit geringeren Spannungen untergeordnet. Durch diese Verteilnetze werden Großindustrie ebenso wie Kleinverbraucher mit Elektroenergie versorgt. Auch viele dezentrale Erzeuger sind an diese Spannungsebenen angeschlossen [6].

Weiterhin muss bei den verschiedenen Spannungsebenen die Netztopologie unterschieden werden. Je höher die Spannungsebene ist, desto größer ist das Versorgungsgebiet und entsprechend bedeutend ist die Versorgungssicherheit. So wird beispielsweise in der Übertragungsnetzebene durch vermaschte Netze eine hohe Versorgungssicherheit gewährleistet. Mit sinkender Spannungsebene steigt aufgrund vermehrter Verzweigungen die Netzlänge der jeweiligen Spannungsebene, wie in Tabelle 2.1 angegeben. Aufgrund dieser Netzlängen wäre bei einer Realisierung von vermaschten Netzen in allen Spannungsebenen die Preiswürdigkeit im Zieldreieck der Elektroenergieversorgung nicht mehr gewährleistet. Die Hochspannungsebene ist daher deutlich geringer vermascht bzw. mit Ringstruktur ausgeführt. Die Mittelspannungsebene wird mit Ring- und vereinzelt Strahlennetzen realisiert. In der Niederspannungsebene finden zumeist lediglich einfache Strahlennetze Anwendung. In einigen Ausnahmen kann es aufgrund hoher Leitungsbe-

lastungen oder einer erwünscht hohen Versorgungssicherheit zu Abweichungen des typischen Aufbaus kommen.

Tabelle 2.1.: Stromkreislängen der Spannungsebenen in Deutschland auf Grundlage der Netzstrukturdaten von 2011 [5]

SPANNUNGSEBENE	STROMKREISLÄNGE IN KM
Höchstspannung (HöS)	34.797
Hochspannung (HS)	96.022
Mittelspannung (MS)	532.894
Niederspannung (NS)	1.241.361
Gesamt	1.904.074

Übergreifend über alle Spannungsebenen und alle Aufgabengebiete erstrecken sich im Elektroenergiesystem dabei direkt oder indirekt verschiedene Kreisläufe. Naheliegenderweise ist der Kreislauf der Elektroenergie zuerst zu nennen. Der Austausch von Elektroenergie über die und in den Spannungsebenen wird durch den Leistungsfluss ermöglicht (siehe Abschnitt 3.1.2). Ein zweiter Kreislauf ist in der Kommunikationstechnik zu finden. Auch dieser Informationsfluss erstreckt sich über alle Spannungsebenen. Neben abrechnungsrelevanten Daten wird dieser auch in der Schutz- und Leittechnik für den Betrieb des Elektroenergiesystems benötigt. Als dritter Kreislauf ist der monetäre Fluss zu nennen, der sich ebenso über alle Spannungsebenen erstreckt.

Bei der detaillierten Betrachtung dieser Kreisläufe wird deutlich, dass die jeweiligen Rollen und Übertragungselemente sich in den drei Kreisverläufen nicht gleichen. Nicht zuletzt durch die in der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes von 1998 verankerte Entflechtung

von Erzeugung und Netzbetrieb und aufgrund verschiedener Interaktionen zwischen den Kreisläufen hat das Elektroenergiesystem an Komplexität gewonnen [1].

### 2.1.3. Bereitstellung von Elektroenergie

Wie bereits erwähnt, wird die Bereitstellung von Elektroenergie in Deutschland aktuell zum größten Teil durch zentrale Großkraftwerke realisiert. Jedoch hat in den letzten Jahren der Anteil an dezentral erzeugter Energie, zumeist durch Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien erbracht, deutlich zugenommen. In Abbildung 2.3 ist die Veränderung der Bruttostromerzeugung zwischen 2000 und 2013 auch in Relation zu dem Anteil an Primärenergien dargestellt. Über die Jahre hinweg ist die Bruttostromerzeugung leicht gestiegen. Der leichte Einbruch um das Jahr 2009 ist dabei auf die Wirtschaftskrise und den damit verbundenen geringeren Leistungsbedarf der Industrie zurückzuführen.

Im Gegensatz zur Bruttostromerzeugung verhält sich der Bruttostromverbrauch leicht rückläufig [3]. So wurde in den letzten Jahren aufgrund effizienzsteigernder Maßnahmen eine Reduktion des Bruttostromverbrauchs trotz eines konstanten Wirtschaftswachstums erreicht. Der Vergleich mit der Bruttostromerzeugung legt die Annahme nahe, dass die Differenz zwischen beiden auf einen erhöhten Export von Elektroenergie in den letzten Jahren zurückzuführen ist. Die zumeist wenig steuerbare und nur bedingt vorhersehbare auf erneuerbarer Energien basierende Elektroenergie kann in vielen Fällen nicht in Deutschland verbraucht werden und wird deshalb ins Ausland transportiert.

Unabhängig davon ist der angesprochene Anstieg des Anteils der Bruttostromerzeugung basierend auf erneuerbaren Energien in Abbil-

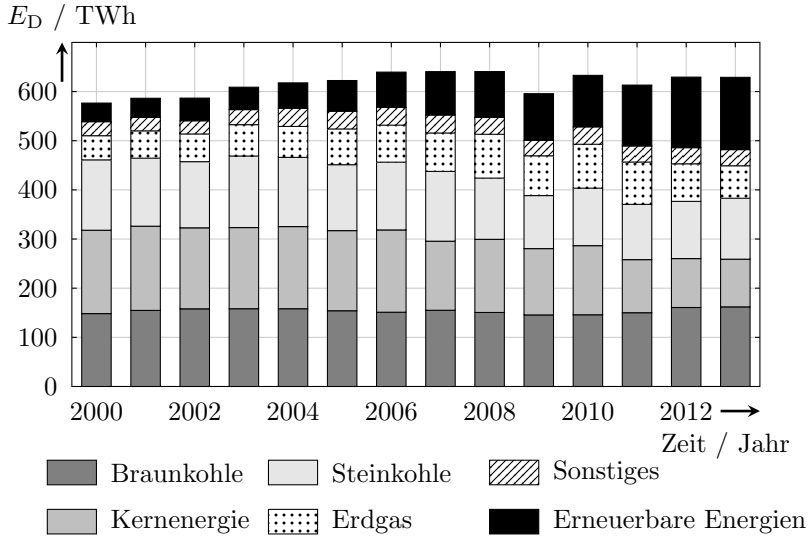


Abbildung 2.3.: Bruttostromerzeugung  $E_D$  in Deutschland und deren Unterteilung nach Energieträgern von 2000 bis 2013 [3]

Abbildung 2.3 deutlich zu erkennen. So konnten im Jahr 2013 etwa 23,5% der Bruttostromerzeugung durch Anlagen auf der Basis von erneuerbaren Energien realisiert werden. In Abbildung 2.4 ist die Gliederung dieses Anteils nach einzelnen erneuerbaren Energieträgern dargestellt. Es zeigt sich dabei, dass auch die Wind- und Bioenergie seit der Einführung des Gesetzes zum Vorrang erneuerbarer Energien im Jahr 2000 jeweils einen kontinuierlichen Zuwachs erfahren haben. Im Vergleich dazu ist ein wesentlicher Anstieg des Anteils der Photovoltaik an der Bruttostromerzeugung mit den sinkenden Investitionskosten für entsprechende Anlagen ab 2010 zu erkennen [7].

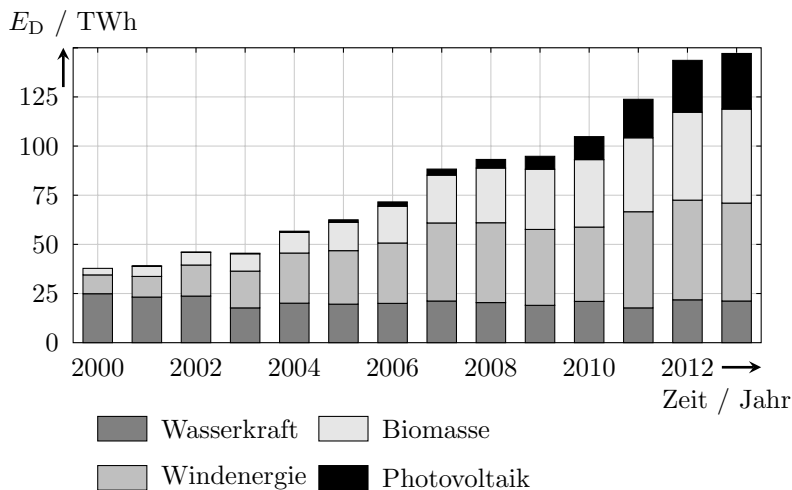


Abbildung 2.4.: Bruttostromerzeugung  $E_D$  in Deutschland durch Anlagen auf der Basis von erneuerbaren Energien [3]

Aus Abbildung 2.4 ist jedoch nicht unbedingt eine Aussage über die Anlagenanzahl der jeweiligen dargestellten Energieträger abzuleiten. Im Detail widmet sich diesem Sachverhalt der folgende Abschnitt.

## **2.2. Elektroenergieversorgung im Wandel**

### **2.2.1. Energiepolitische Ziele in Deutschland**

Die Veränderungen des unter Abschnitt 2.1.1 beschriebenen Zieldreiecks der Energiewirtschaft werden vorwiegend durch politische Regularien vorangetrieben. Formulierten Zielpäne werden dabei durch einzelnen Gesetzestexte untermauert, sodass eine Erreichung der unterschiedlichen Ziele ermöglicht wird.

Das dominierende Ziel ist dabei die Umstellung des Kraftwerks-parks in Deutschland auf eine mehrheitliche Basis von erneuerbaren Energien. In Abbildung 2.5 sind diese Ausbauziele nach aktuellem Stand dargestellt. Vorangetrieben wird diese Umstellung durch die Verabschiedung des Gesetzes zum Vorrang erneuerbarer Energien des Jahres 2000 in der ersten Fassung. Seit dieser Zeit ist aufgrund der festgelegten Förderquoten von Wind- und Bioenergieanlagen sowie Photovoltaikanlagen ein kontinuierlicher Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung zu verzeichnen. Im Zuge der marktwirtschaftlichen Entwicklung dieser Branche wurde das EEG kontinuierlich novelliert und den aktuellen Gegebenheiten am Markt angepasst.

Seit 2000 werden mit Hilfe dieser Förderung auch übergeordnete Ziele, wie sie beispielsweise die Europäische Union für 2020 vorgibt, verfolgt. Unter anderem soll in diesem Bezugsjahr der Anteil erneuerbarer Energien auf 20% des Gesamtenergieverbrauchs erhöht werden. Im Elektroenergiesektor ist diese Grenze bereits heute deutlich überschritten [3], im thermischen Bereich sowie dem Kraftstoffsektor ist sie jedoch noch nicht erreicht.

Eine weitere wesentliche Entscheidung der Bundesregierung wurde 2011 mit dem Plan zum Ausstieg aus der Kernenergie nach der Nukle-

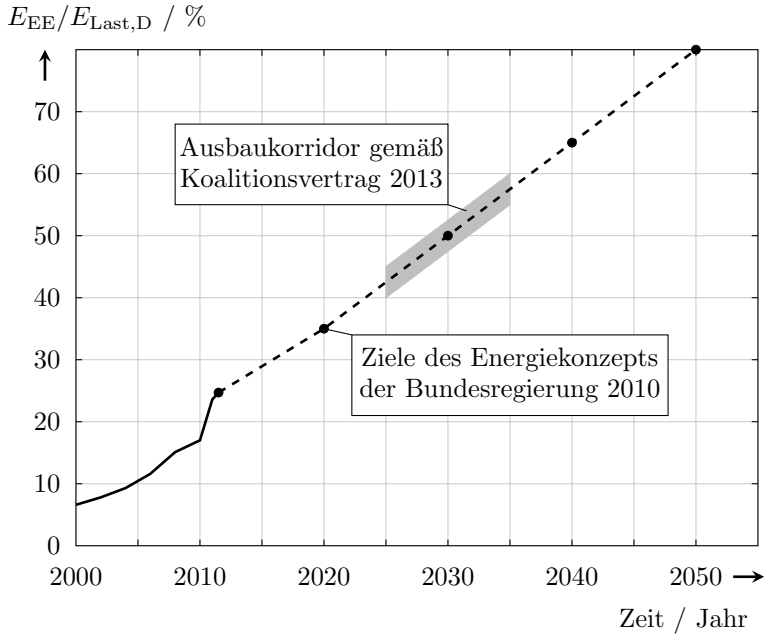


Abbildung 2.5.: Ziele der Bundesrepublik Deutschland am Beispiel des Anteils der Bruttostromerzeugung durch Anlagen auf der Basis von erneuerbaren Energien am Elektroenergiebedarf  $E_{EE}/E_{Last,D}$  bis 2050 [8]

arkatastrophe in Fukushima (Japan) getroffen. Hiernach sollen bis 2022 die letzten Kernkraftwerke zur Elektroenergiebereitstellung abgeschaltet werden [9].

Die Synthese dieser beiden Tendenzen, der Ausstieg aus der Kernenergie und der massive Zubau von Anlagen auf der Basis von erneuerbaren Energien, verdeutlicht, dass ein Wandel der Elektroenergiebereitstellung von klassischen grundlastfähigen Großkraftwerken hin zu fluk-

tuierenden kleinen Kraftwerken vollzogen wird. Diese Umstrukturierung des Kraftwerksparks beeinflusst auch den Aufbau und die Gestaltung des Elektroenergiesystems. War bislang vorwiegend die Leistungsflussrichtung vom Großkraftwerk hin zum Endverbraucher vorgegeben, so ist nun aufgrund der hohen Anzahl kleiner dezentraler Erzeuger eine Umkehr dieser Leistungsflussrichtung möglich. Es ergeben sich auch sogenannte horizontale Leistungsflüsse in den Verteilnetzen, womit ganz neue und komplexere Anforderungen an die Übertragungs- und Verteilnetze gestellt werden. Ergänzend hierzu ist zu erwähnen, dass der vorwiegende Anteil von Anlagen auf der Basis von erneuerbaren Energien in dünn besiedelten Gebieten zu finden ist. Großkraftwerke hingegen wurden zumeist aufgrund geringer Übertragungsentfernungen nahe den Verbrauchsschwerpunkten errichtet. Vor dem Hintergrund dieser neuen Anforderungen beschloss die Bundesregierung der Ausbau der Übertragungsnetze sowie der Verteilnetze durch das Gesetz über den Bundesbedarfsplan im Juli 2013 [10].

In diesem Wandel des Elektroenergiesystems, meist als Energiewende bezeichnet, ist jedoch neben dem Wandel der Elektroenergieerzeugung auch ein Wandel des Elektroenergieverbrauchs festzustellen: Hierzu trägt die Steigerung der Energieeffizienz sowie die Flexibilisierung des Elektroenergieverbrauchs ebenso bei wie die Einführung von Elektrofahrzeugen und eine Elektrifizierung des Wärmesektors, beispielsweise durch Wärmepumpen.

### **2.2.2. Auswirkungen der Energiewende auf Netzebenen**

Die unter Abschnitt 2.2.1 beschriebenen Auswirkungen der Energiewende auf die Übertragungs- und Verteilnetze werden bei einem Blick auf die Aufteilung der verschiedenen dezentralen Anlagen auf der Ba-



sis von erneuerbaren Energien auf die unterschiedlichen Spannungsebenen ersichtlich, wie in Abbildung 2.6 dargestellt. Dabei ist zu erken-

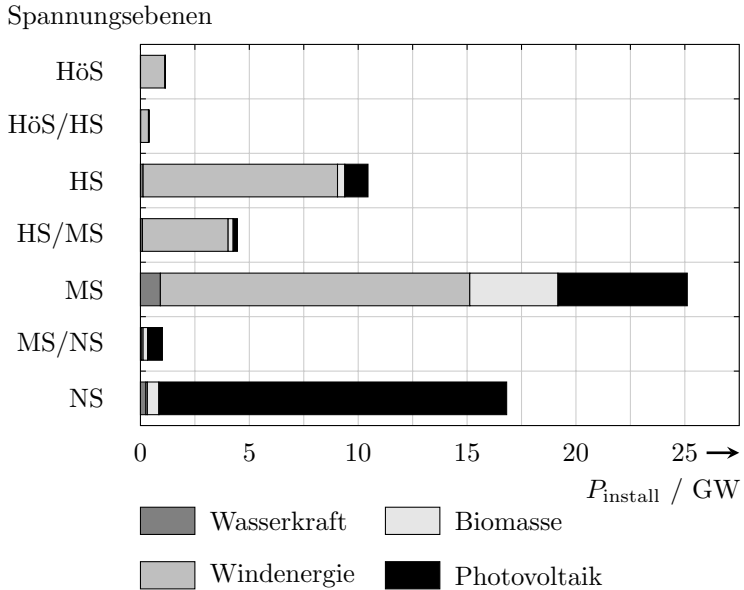


Abbildung 2.6.: Installierte Leistung  $P_{\text{install}}$  von Anlagen auf der Basis von erneuerbaren Energien verteilt auf die Spannungsebenen in Deutschland für das Jahr 2011 [11]

nen, dass die Integration dieser kleinen dezentralen Kraftwerke vorwiegend in der Verteilnetzebene stattfindet. Während Windenergieanlagen deutlich auf Hoch- und Mittelspannungsnetz einwirken, sind Photovoltaikanlagen für das Mittel- und Niederspannungsnetz von Bedeutung. Dieser Umstand ergibt sich auf Grundlage der durchschnittlichen Anlagengröße. Photovoltaikanlagen sind aufgrund der vielen kleinen Dach-

flächen oft im Kilowatt-Bereich ausgeführt, dagegen ist die Anlagengröße von Windenergieanlagen zumeist im Megawatt-Bereich.

Auch die Veränderung des Elektroenergiebedarfs wirkt sich auf die Spannungsebenen aus. Während die industrielle Entwicklung – angetrieben durch das Wirtschaftswachstum sowie die dieser Entwicklung gegenläufigen Effizienzsteigerung der Anlagen – vorwiegend für Hoch- und Mittelspannungsebenen Auswirkungen mit sich bringt, ist die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors vorwiegend im Haushaltskundenbereich und somit auf der Niederspannungsebene zu finden. Abbildung 2.7 gibt diesbezüglich eine Übersicht über die Entwicklung des Einsatzes von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in Deutschland. Beide Technologien konnten in den letzten Jahren ein kontinuierliches Wachstum aufweisen. Auch die Ziele, die bis 2020 laut Nationalem Entwicklungsplan Elektromobilität (1 Million Elektrofahrzeuge) sowie der Branchenstudie des Bundeswärmepumpenverbands (bis zu 60% Marktanteil von Wärmepumpen am Gesamtabatz der Wärmeerzeuger) erreicht werden sollen, zeigen, welche steigenden Anforderungen vorwiegend auf die Niederspannungsnetze in den nächsten Jahren zukommen [12], [13].

Weiterhin ist diese Ebene aufgrund der geringen Spannung auch in Hinblick auf das Verhalten der Netzverluste interessant [14]. Laut MONITORINGBERICHT 2012 der Bundesnetzagentur wurde im Jahr 2012 insgesamt eine Verlustenergie von 8,7 TWh in der Niederspannungsebene festgestellt. Dies ist im Vergleich zu den anderen Spannungsebenen der größte Anteil, wie in Tabelle 2.2 zu erkennen ist [5]. Mit den steigenden Anforderungen an die Niederspannungsebene durch die Integration von Photovoltaikanlagen sowie zusätzlichen Verbrauchern ist die Entwicklung dieser Verlustenergiemengen durchaus kritisch zu betrachten. Während in den letzten Jahren diese Verlustenergie auf-

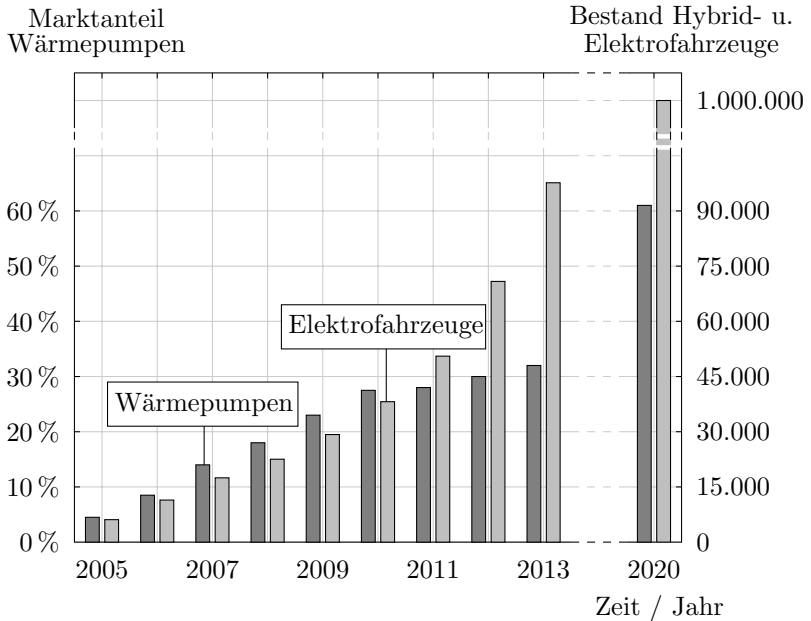


Abbildung 2.7.: Entwicklung des Marktanteils von Wärmepumpen am Gesamtabsatz der Wärmeerzeuger sowie der Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen (inklusive Hybrid-Fahrzeugen) in Deutschland bis 2020 [12], [13]

grund der verbrauchsnahe Erzeugung durch die Vielzahl dezentraler Anlagen leicht zurückgegangen ist, kann dieser Zusammenhang für die zukünftige Entwicklung nicht im selbem Maße angenommen werden. Vor allem die zeitliche Differenz zwischen Erzeugung (bei Photovoltaikanlagen beispielsweise zur Mittagszeit) und Verbrauch (die Spitzenlast am Abend) kann zu einer Erhöhung dieser Verlustenergie führen. Diese zeitliche Differenz macht deutlich, welche Rolle Speicher verschiedener

Tabelle 2.2.: Verlustenergie in Abhängigkeit von der Spannungsebene für Deutschland im Jahr 2011 [5]

SPANNUNGSEBENE	VERLUSTENERGIE IN TWH
Höchstspannung (HöS)	2,6 (12,15 %)
Hochspannung (HS) inkl. HöS/HS	4,1 (19,16 %)
Mittelspannung (MS) inkl. HS/MS	6 (28,04 %)
Niederspannung (NS) inkl. MS/NS	8,7 (40,65 %)
Gesamt	21,4 (100,00 %)

Technologien bei der Integration von dezentralen Erzeuger in der Niederspannungsebene einnehmen können.

Es zeigt sich, dass die Niederspannungsebene, welche aus historischer Sicht lediglich zur Versorgung der Endverbraucher entstanden ist, durch die zukünftigen Verbraucher-, Erzeuger- und Speicherstrukturen neue Aufgaben zu bewältigen hat. Jedoch entstehen durch diese Rahmenbedingungen auch neue Möglichkeiten, welche die Grundlage dieser Arbeit darstellen.

### 2.2.3. Intelligentes Netz als Lösungsansatz

Um den beschriebenen Anforderungen an das Energieversorgungssystem gerecht zu werden, sind grundlegend zwei Verfahrensweisen möglich. Zum einen ist der klassische Netzausbau bzw. -umbau ein Ansatz, um der steigenden Anzahl an dezentralen Erzeugern gerecht zu werden. Bezogen auf das Zieldreieck der Energieversorgung können solche Maßnahmen jedoch nicht immer die Forderung der Nachhaltigkeit

sowie die Erhaltung der Preiswürdigkeit erfüllen. Diesem klassischen Netzausbau kann auch ein teilweiser Austausch hin zu intelligenten Betriebsmitteln, wie dem spannungsregelbaren Ortsnetztransformator, zugeordnet werden. Durch diesen Austausch kann in Abhängigkeit von der Netztopologie ohne aufwändige Steuerkonzepte die Kapazität von Niederspannungsnetzen deutlich erhöht werden.

Eine weitere, netztopologieunabhängige Variante ist der Einsatz von Steuerkonzepten im Rahmen eines intelligenten Netzes [15]. In der Forschungslandschaft hat sich dabei der Begriff des *Smart Grid* etabliert, welches von der DEUTSCHEN KOMMISSION ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK IM DIN UND VDE in deutscher Sprache wie folgt definiert wurde:

*Der Begriff Smart Grid (Intelligentes Energieversorgungssystem) umfasst die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und verteilungsnetzen mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). [16]*

Dieses intelligente Netz zeichnet sich dadurch aus, dass Energiebedarf und -angebot miteinander direkt in Beziehung stehen. Während in klassischen Elektroenergiesystemen das Energieangebot durch den Energiebedarf bestimmt wird, ist in intelligenten Netzen auch der Verbrauch an die Erzeugung angepasst. Durch solch ein intelligentes Netz kann eine Verstärkung oder ein Zubau von Leitungen und Ortsnetztransformatoren, wie beispielsweise notwendig bei Beachtung der Maximalleistung von Photovoltaikanlagen, vermieden werden. Anwendung finden solche intelligenten Netze, eingebunden in die Netzleittechnik, schon in höheren Spannungsebenen. Die Netzleitstelle ist in die Bereiche SCADA – SUPERVISORY CONTROL AND DATA AQUISITION–

und HEO – HÖHERE ENTSCHEIDUNGS- UND OPTIMIERUNGSFUNKTIONEN – gegliedert, wobei grundlegende Steuer-, Mess- und Überwachungsfunktionen SCADA und weitere betriebsoptimierende Funktionen HEO zuzuordnen sind. Je nach Grad der Durchdringung von Messstellen und rechenfähigen Netzabbildungen im Elektroenergiesystem sind solche Steuerungen bis in die Mittelspannungsebene zu finden. Die Niederspannungsebene stellt sich in aktuellen Systemen zu meist als *black box* dar. Eine Steuerung von unterschiedlichen Verbrauchern, Erzeugern und Speichern, auch als Energiemanagement, ist aufgrund des fluktuierenden Charakters von Verbrauch und Erzeugung in dieser netztopologisch untersten Spannungsebene sehr großen Unschärfen unterlegen und stellt daher für den Netzbetrieb eine große Herausforderung dar.

## **2.3. Energiemanagement im Niederspannungsnetz**

### **2.3.1. Rahmenbedingungen für ein intelligentes Netz**

Für die Umsetzung eines Energiemanagements müssen zunächst einige Rahmenbedingungen festgelegt werden. Wie bereits erwähnt, ist solch eine Steuerung nur dann möglich, wenn steuerbare Erzeuger, Verbraucher oder Speicher zur Verfügung stehen. Diesbezüglich wird der Begriff des dezentralen Energieversorgungssystems eingeführt. Dieses kann aus einer beliebigen Kombination von unterschiedlichen Erzeugern, Verbrauchern oder Speichern bestehen. Die genaue Zusammensetzung dieser Energieversorgungssysteme ist für ein Energiemanagement auf Niederspannungsebene nicht ausschlaggebend. Lediglich die Rah-

menbedingungen, ob und welcher Bereich an Leistung zur Verfügung gestellt oder abgenommen werden kann, sind relevant. Der prinzipielle Aufbau eines solchen dezentralen Energieversorgungssystems (DES) wird in Abbildung 2.8 dargestellt.

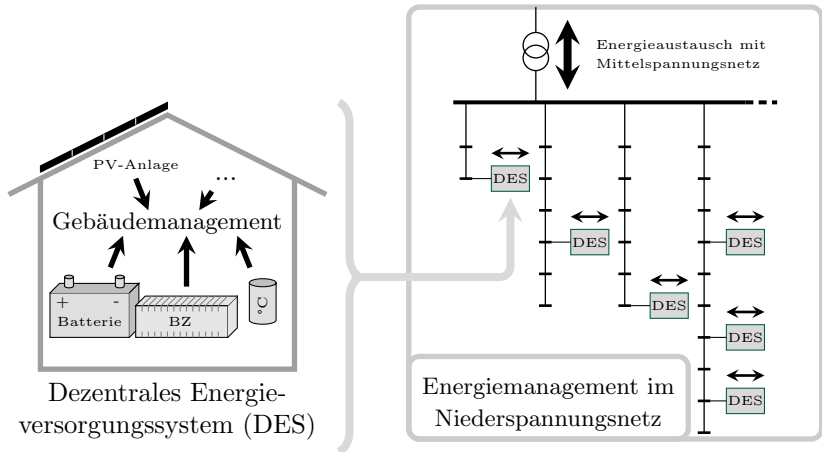


Abbildung 2.8.: Übersicht über den Aufbau eines Energiemanagements auf Niederspannungsebene durch mehrere dezentrale Energieversorgungssysteme

In Abbildung 2.8 werden die einzelnen Optimierungsebenen ersichtlich. Während sich das Gebäudemanagement lediglich mit Aufgaben des dezentralen Energieversorgungssystems beschäftigt (z.B. Eigenbedarfsoptimierung), ist das Energiemanagement im Niederspannungsnetz für die Interaktion zwischen den einzelnen dezentralen Energieversorgungssystemen sowie für den Energieaustausch mit der vorgelegten Mittelspannungsebene zuständig [17].

Für diese Interaktion ist neben einer geeigneten Messtechnik, wie intelligente Zähler an allen Zählpunkten, und einer Messung am Ortsnetztransformator auch Kommunikationstechnik sowie Steuer- und Regelungstechnik notwendig.

Diese Arbeit konzentriert sich auf die Strategie dieses Energiemanagements in der Niederspannungsebene. Dabei wird vorausgesetzt, dass in einem zukünftigen Niederspannungsnetz die beschriebenen Rahmenbedingungen gegeben bzw. nachrüstbar sind.

### 2.3.2. Kriterien für Optimierungsansätze

Eine Energiemanagementstrategie soll sich auf die Optimierung des Gesamtsystems fokussieren. Bei der Auswahl eines Optimierungskriteriums wird deutlich, welche hohe Anzahl an unterschiedlichen Anforderungen aus unterschiedlichen Themenkomplexen an ein Energiemanagement gestellt werden. Der VDE – VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V. – hat diese Optimierungskriterien in vier wesentliche Bereiche unterteilt, welche sich an dem bereits erwähnten Zieldreieck der Energieversorgung orientieren.

**Betriebswirtschaftliche Optimierung:** Hier liegt der Fokus auf dem Einsatz von unterschiedlichen Tarifsystemen, Einspeisevergütungen oder ähnlichem, um die Wirtschaftlichkeit des Systems und der einzelnen dezentralen Energieversorgungssysteme zu erhöhen. Auch die Anwendung neuer Betreibermodelle sowie die Bereitstellung von Netzdienstleistungen können hierzu gezählt werden.

**Optimierung nach ökologischen Gesichtspunkten:** In diesem Bereich, welcher auch als Betrachtung der Nachhaltigkeit des Gesamtsystems beschrieben werden kann, werden Emissionen, Verbrauch



von Rohstoffen oder Eingriff in das Landschaftsbild in den Fokus der Untersuchung gestellt.

**Optimierung nach energetischen Gesichtspunkten:** In diesem Optimierungsbereich wird die Kopplung von Energiebedarf und -angebot, die Reduzierung von Verlusten bei Energieübertragung und -verteilung sowie die Energieumwandlung und -speicherung näher betrachtet.

**Optimierung nach volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten:** Dieser ganzheitliche Ansatz zielt auf eine kostengünstige Energieversorgung mit hoher Zuverlässigkeit und Umweltverträglichkeit ab, wobei sinngemäß vom Optimum des Zieldreiecks der Energieversorgung gesprochen werden kann.

Es wird deutlich, dass die Vielfältigkeit der Optimierungsmöglichkeiten auch einige Widersprüche mit sich führt. Auch der VDE verweist darauf, dass es bei der Betrachtung des Gesamtsystems keine absolute Erfüllung aller Kriterien geben kann. Jedoch ist herauszuarbeiten, durch welche Optimierungsparameter eine größtmögliche Wirkung auf das Gesamtsystems erreicht werden kann [16].

### 2.3.3. Leistungsfluss als Bezugsgröße

Im Hinblick auf die unter Abschnitt 2.2.2 herausgestellte Fokussierung auf die Niederspannungsebene ist darzulegen, welcher Parameter als Bezugsgröße für ein Energiemanagement dienen kann. Die maßgebliche Anforderung ist die Integration einer hohen Anzahl dezentraler, zumeist fluktuierender Erzeuger sowie die Reduzierung der Netzverluste in dieser Spannungsebene [18]. Dieser Integration liegt die Einhaltung der

Belastungsgrenzen sowie Spannungsbänder (wie z.B. DIN EN 50160) zugrunde [19].

Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, liegt der Fokus dieser Arbeit auf der Optimierung des Leistungsflusses im Niederspannungsnetz. Der Leistungsfluss ist der Ausgleich zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsleistungen in einem vorgegebenen Netz, wie Abbildung 2.9 wiedergibt. Aus der historischen Entwicklung heraus wird dieser auch als Lastfluss bezeichnet. Aufgrund der durch die Energiewende teilweise entstehenden Rückspeisung findet in dieser Arbeit der richtungsunabhängige Begriff Leistungsfluss Verwendung.

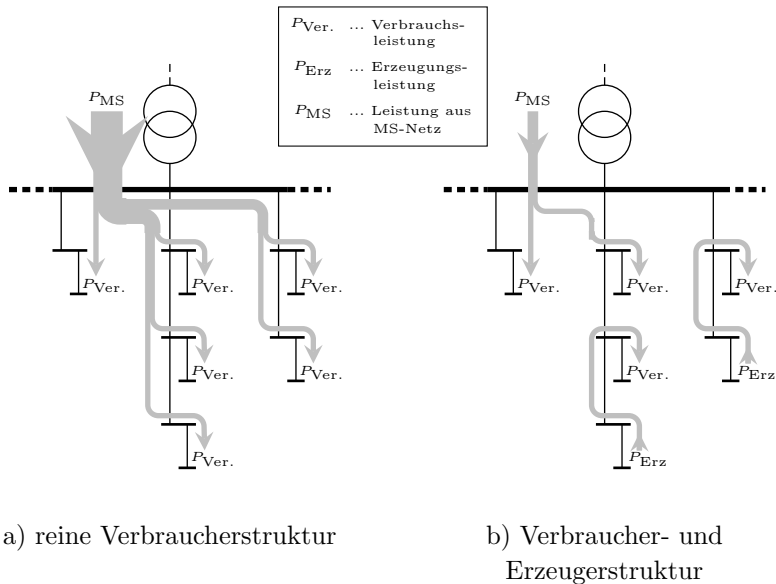


Abbildung 2.9.: Schematischer Überblick über den Leistungsfluss im Niederspannungsnetz bei verschiedener Verbraucher- und Erzeugerstruktur

Mit dieser Bezugsgröße kann durch eine kontrollierte verbrauchsnahe Erzeugung oder einen erzeugernahen Verbrauch die eben genannte Integration ermöglicht werden, ohne dass die beschriebenen Grenzen überschritten oder die Netzverluste erhöht werden. Mit dieser Reduktion der Optimierungsparameter auf eine Bezugsgröße wird das Energiemanagement hinsichtlich seiner Komplexität beherrschbar.

Aus Abbildung 2.9 geht hervor, dass für die Kenntnis des Leistungsflusses ein rechenfähiges Abbild des zu betrachtenden Niederspannungsnetzes notwendig ist. Dieses möglichst realitätsnahe Abbild dient somit auch als Grundlage für die Entwicklung von Managementstrategien, da auf diese Weise eine simulative Erprobung anhand der Leistungsflussberechnung ermöglicht wird.



---

## 3. Simulation von Niederspannungsnetzen

### 3.1. Grundlagen zur Netzsimulation

#### 3.1.1. Anforderungen an das Netzmodell

Niederspannungsnetze bilden die unterste Verteilnetzebene, die sich in der Regel über ein Versorgungsgebiet mit einem Radius von 1 km um den Ortsnetztransformator erstrecken. Sie gelten daher als direkte Verbindung zwischen dem Endkunden (ausgenommen energieintensiver Industriekunden) und dem Elektroenergiesystem. Wie bereits in Kapitel 2 diskutiert, soll das zu entwickelnde Energiemanagement auf dieser Spannungsebene zum Einsatz kommen und auf der Leistungsflussoptimierung basieren. Für die Entwicklung einer solchen Management-Strategie sind daher rechenfähige Abbilder von Niederspannungsnetzen unabdingbar.

In Abbildung 3.1 wird deutlich, welche Herausforderungen bei der Modellbildung dieser Spannungsebene zu bewältigen sind. Niederspannungsnetze sind aufgrund der einfachen Betriebsart und kostengünstigen Bauweise meist als Strahlennetze ausgeführt. In Hinblick auf die Netztopologie ist jedoch ein allgemeingültiger Modellansatz aufgrund der

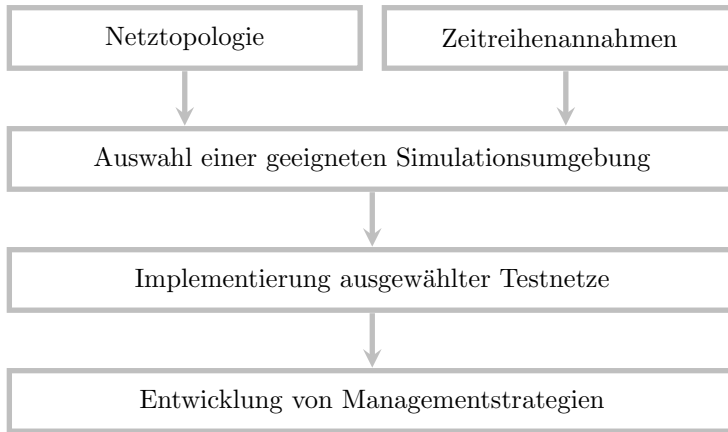


Abbildung 3.1.: Netzabbildungen als Testfeld für Managementsysteme

vielfältigen Möglichkeiten durch geographische und siedlungsabhängige Randbedingungen nur mit Abstrichen formulierbar. Hierzu wurden u.a. von KERBER [20], [21] und SCHEFFLER [22] bereits Modellnetze entwickelt, welche in Abhängigkeit von verschiedenen Netzparametern (Bevölkerungsdichte, Siedlungsstruktur,...) eine Vielzahl von realen Niederspannungsnetzen abbilden. Diese reinen Modellnetze haben jedoch den Nachteil, dass die Annahmen über die Erzeugungs- und Verbrauchscharakteristik nicht mit den realen Belastungen verglichen werden können. Aus diesem Grund werden in dieser Arbeit reale Niederspannungsnetze ausgewählt, welche typische Vertreter der Modellnetze widerspiegeln.

Nachdem die netztopologischen Netzparameter definiert sind, folgen die Annahmen über die Erzeugungs- und Verbrauchscharakteristik. Hierzu sind die klassischen Energiezeitreihen, welche mit üblichen 15-min-Abrechnungsintervallen verwendet werden, nicht geeignet. Da Niederspannungsnetze die direkte Verbindung zum Haushaltskunden dar-

stellen, ergeben sich in Abhängigkeit vom individuellen Verbrauchsverhalten auch Fluktuationen im Verteilnetz. Ein zukünftiges Energiemanagement in dieser Spannungsebene sollte für diese Fluktuationen ausgelegt sein. Daher müssen die zu hinterlegenden Energiezeitreihen diese Fluktuationen vielfältig Verbrauch wie auch Erzeugung beschreiben, weshalb eine Auflösung in 1-Minuten-Intervalle Verwendung findet. Eine höhere Auflösung wird aufgrund des damit verbundenen erhöhten Rechenaufwandes und der zunächst nicht benötigten dynamischen Betrachtung vermieden.

Den obigen Anforderungen entsprechend soll die Simulationsumgebung eine Leistungsflussberechnung mit einer hohen Anzahl verschiedener Energiezeitreihen ermöglichen. Zu beachten ist hierbei, dass die Leistungsflussberechnung den statischen Berechnungsverfahren zuzuordnen ist. Die Simulation von Energiezeitreihen wird als wiederholte Leistungsflussberechnung umgesetzt. Dynamische Effekte werden bei diesen Simulationen nicht beachtet.

#### **3.1.2. Theorie zur Leistungsflussberechnung**

Mit Hilfe der Leistungsflussberechnung ist es möglich, elektrische Parameter im Elektroenergiesystem zu berechnen. Dabei können Ströme und Leistungsflüsse sowie Spannungen an Verbrauchs- und Erzeugungspunkten im stationären Zustand berechnet werden. Üblicherweise wird vorausgesetzt, dass die verwendeten Betriebsmittel sowie die Verbraucher und Erzeuger symmetrische Eigenschaften, d. h. gleiche Parameter und Belastungen in den drei Einzelleitern des Drehstromsystems, besitzen.

Ausgangspunkt für Leistungsflussberechnungen sind zunächst rechenfähige Abbilder von Niederspannungsnetzen zu modellieren. Diese Modellbildung beinhaltet dabei folgende Parameter:

**Knoten:** Als Knoten werden alle Netzverknüpfungspunkte gesehen. Diese beinhalten in dem vorliegenden konkreten Fall des Niederspannungsnetzes Hausanschlüsse, Sammelschienen, Kabelverteiler, T-Muffen, oder Ähnliches. Zudem kommen Knoten auch in virtuelle Ausführung als Rechenstützen und zur Darstellung von Ergebnissen zum Einsatz. In Hinblick auf die Leistungsflussberechnung werden Knoten in drei unterschiedliche Typen eingeteilt. Die Mehrheit der eingesetzten Knoten bilden Verbraucher-knoten (in der Literatur auch als Lastknoten bezeichnet), an denen Wirk- und Blindleistung anzugeben sind (siehe Gleichung 3.1).

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i \quad (3.1)$$

$\underline{S}_i$	...	Komplexe Leistung am Knoten $i$
$P_i$	...	Wirkleistung am Knoten $i$
$Q_i$	...	Blindleistung am Knoten $i$

Im Niederspannungsnetz stellen Hausanschlüsse und Zähleranschlusssäulen typische Verbraucher-knoten dar. Verbindungsknoten, wie T-Muffen, Kabelverteiler oder weitere Sammelschienen zählen auch zu diesen Verbraucher-knoten. Diese bilden jedoch aufgrund ihres fehlenden Verbrauchs oder der fehlenden Erzeugung eine besondere Form des Verbraucher-knotens, den sogenannten Leer-knoten, da an diesen Netzverknüpfungspunkten keine Leistung bereit gestellt werden muss. Ebenfalls zu den Verbraucher-knoten zählen die hier definierten Erzeuger-knoten. Diese sind in ihrer Definition analog dem Verbraucher-knoten einzuordnen, jedoch mit dem Unterschied, dass die angegebenen Wirk-



und Blindleistungen basierend auf dem Verbraucherzählfeilsystem negativ angegeben werden. Je nach Verbrauchs- bzw. Erzeugungssituation kann ein Knoten im Netz seinen Typ entsprechend mit den zeitlichen Verlauf ändern. Als weiterer Knotentyp ist noch der Generatorknoten zu nennen, an welchem Erzeuger durch die Angabe von Wirkleistung und Spannung definiert werden. Dies basiert auf der üblichen P-U-Regelung von Generatoren. Als letzter Knotentyp kann der Bilanzknoten genannt werden, welchem eine Sollspannung zugeordnet wird. Durch diesen Knoten wird eine ausgeglichene Leistungsbilanz ermöglicht. Eine detaillierte Übersicht zu den in dieser Arbeit verwendeten Knotenbezeichnungen ist unter Anhang A beigefügt.

**Verbindungselemente:** Bei Verbindungselementen handelt es sich zum einen um Leitungen zwischen den einzelnen Knoten, welche im Niederspannungsnetz zumeist als Kabel ausgeführt sind. Des Weiteren kann es sich auch um Transformatoren handeln. Diese Arbeit bezieht sich lediglich auf eine Spannungsebene, sodass eine Abbildung von Transformatoren nicht erforderlich ist. Im Modell werden Verbindungselemente mit Hilfe des klassischen  $\pi$ -Ersatzschaltbildes beschrieben und als Admittanz  $\underline{Y}$  angegeben.

Die Modellbildung umfasst neben den beschriebenen Kenngrößen auch deren Zusammenhänge, welche durch Netzwerkgleichungen beschrieben werden. Die zwei wesentlichen Gleichungen diesbezüglich sind das Ohmsche Gesetz (Gleichung 3.2) sowie die Definition der Scheinleistung (Gleichung 3.3).

Auf das betrachtete Netz angewendet, ergeben sich die Knotenadmittanz-Matrix sowie verschiedene Vektoren für Spannungen und Leistungen an den Knoten. Das resultierende Gleichungssystem ist auf verschiedenen Wegen lösbar. Bei der Leistungsflussrechnung hat sich

dabei allerdings das Newtonsche Verfahren durchgesetzt [23]. Grundlage dafür bildet die ausgeglichene Leistungsbilanz im betrachteten Niederspannungsnetz. Auf eine detaillierte Erläuterung, wie sie unter anderem OSWALD [24] bereits durchgeführt hat, soll hier verzichtet werden.

$$\vec{I}_{ij} = \underline{Y}_{ij} \cdot \vec{U}_i \quad (3.2)$$

$$\vec{S}_i = \vec{U}_i \cdot \vec{I}_{ij}^* \quad (3.3)$$

$\vec{I}_{ij}$	...	Stromvektor für $ij$ Verbindungselemente
$\underline{Y}_{ij}$	...	Admittanzmatrix für $i$ Knoten und $ij$ Verbindungselemente
$\vec{U}_i$	...	Spannungsvektor für $i$ Knoten
$\vec{S}_i$	...	Vektor der komplexen Leistung für $i$ Knoten

Ergänzend ist zu nennen, dass die Leistungsflussberechnung den iterativen Berechnungsverfahren zuzuordnen ist. Beginnend mit der Nennspannung sowie Anfangswerten für Spannungen und Leistungen an verschiedenen Knoten werden zunächst die Ströme in den Leitungen bestimmt. Mit diesen Strömen werden die Spannungen an den einzelnen Knoten korrigiert und eine Berechnung der Ströme im Netz wird wiederholt. Dieses Verfahren wird solange durchgeführt, bis ein vorher definiertes Genauigkeitskriterium eingehalten wird. Dabei werden beispielsweise die sich ergebenden Spannungen am Knotenpunkt zwischen zwei Iterationen verglichen und deren Differenz als entsprechendes Genauigkeitskriterium betrachtet.

### 3.1.3. Simulationsumgebung

Die Simulationsumgebung soll aufgrund der leistungsflussabhängigen Managementstrategien auf einem Netzberechnungsprogramm basieren. Weiterhin ist eine Ansteuerung der verschiedenen Haushalte zu simulie-

ren und der Umgang mit einer hohen Anzahl verschiedenster Energiezeitreihen zu ermöglichen. Die klassischen Netzberechnungsprogramme, wie POWERFACTORY<sup>®</sup> [25] oder ELEKTRA<sup>®</sup> [26] bieten den direkten Eingriff in Haushalte bei Tagesgangsimulationen lediglich über Schnittstellen. Dieses Ex- und Importieren zwischen verschiedenen Programmen verursacht einen hohen Zeitaufwand und ist aufgrund verschiedenster Formatierungs Herausforderungen fehleranfällig.

Basierend auf diesen Rahmenbedingungen fiel die Wahl daher auf das Simulationsprogramm MATLAB<sup>®</sup>, welches in Verbindung mit der Erweiterung MATPOWER<sup>®</sup> auch zur Leistungsflussrechnung geeignet ist [27]. Der größte Vorteil liegt bei MATLAB<sup>®</sup> in der Rechnung über Matrizen. Bei Vorgängen, welche mittels Matrizenoperatoren gelöst werden können, erreicht dieses Programm mit geringem Zeitaufwand hohe Rechenleistungen.

Die Erweiterung MATPOWER<sup>®</sup> von ZIMMERMAN, MURILLO-SÁNCHEZ und THOMAS [28] steht seit 1997 als frei verfügbares Netzberechnungsprogramm zur Verfügung. Es stellt eine Ansammlung von verschiedenen für MATLAB<sup>®</sup> üblichen M-Files zur Verfügung, welche eine iterative Leistungsflussberechnung ermöglichen. Die Eingangsdaten werden in für MATLAB<sup>®</sup> üblichen Matrizen dieser Leistungsflussberechnung übergeben (siehe Abschnitt 3.1.4).

Aufgrund der zum Teil sehr unübersichtlichen Ein- und Ausgabe von MATPOWER<sup>®</sup> werden eigene Erweiterungen für Simulationen von Niederspannungsnetzen implementiert. In Abbildung 3.2 ist ein Auszug aus der Oberfläche für Auswertungen dargestellt. Hier ist beispielhaft die Ausgabe der errechneten Spannungswerte für einen speziellen Netzverknüpfungspunkt über verschiedene Zeitschritte hinweg dargestellt. Neben dieser Oberfläche sind zudem Im- und Exportfunktionen für Netzdaten und Rechenergebnisse integriert.

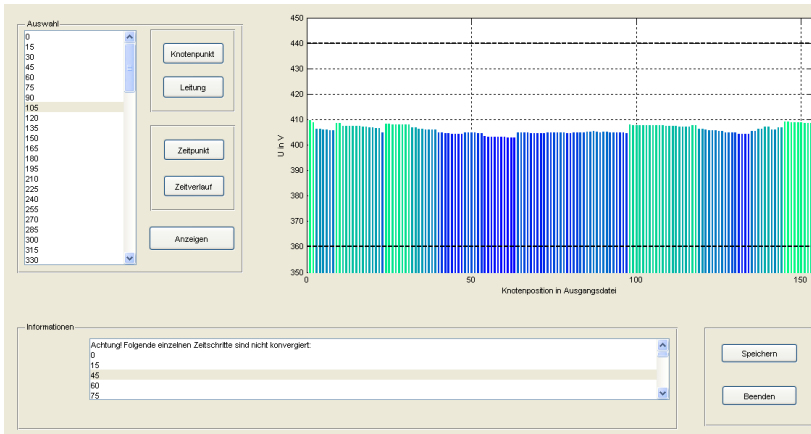


Abbildung 3.2.: Auswertungsoberfläche zu MATPOWER<sup>®</sup>

Somit komplettieren die nötigen Erweiterungen um den eigentlichen Rechenkern von MATPOWER<sup>®</sup> herum die Simulationsumgebung, um die Anforderungen für hinreichende Tests der entwickelten Managementstrategien für Niederspannungsnetze zu erfüllen.

## 3.1.4. Implementierung von realen Netzstrukturen

Wie bereits unter 3.1.3 erläutert, basiert MATPOWER<sup>®</sup> auf Matrizenberechnungen. Die Eingabegrößen müssen daher als Matrizen dem Programm übergeben werden. Dabei lassen sich diese verschiedenen Eingabegrößen in drei Bereiche und somit drei Matrizen untergliedern.

Die größte Gruppe bildet der Bereich *Knoten* (vgl. Anhang A). Als Knoten werden alle Netzverknüpfungspunkte im Netz angesehen. Sie umfassen im Niederspannungsnetz, wie bereits unter Abschnitt 3.1.2 erläutert, Hausanschlüsse, Kabelverteiler, T-Abzweige und weitere Sam-

melschienen. Für Managementstrategien ist jedoch auch von Bedeutung, bei welchem Knoten es sich um einen Hausanschluss, und bei welchem es sich lediglich um einen Verknüpfungspunkt im Niederspannungsnetz ohne Verbrauch oder Erzeugung handelt. Als Unterscheidungsmerkmal wird dafür eine verdeutlichende Knotenbezeichnung gewählt. Diese besteht aus 4 Ziffern. Alle Hausanschlüsse sind dabei mit der Ziffer 2 an der ersten Stelle versehen, alle weiteren Knoten mit der Ziffer 1 an der ersten Stelle. Bei Knoten mit der Ziffer 0 an dieser Stelle handelt es sich um fiktive Rechenknoten, welche kein reales Abbild darstellen, sondern lediglich für die Rechnungen und zur Darstellung verschiedener Ausgabewerte benötigt werden. Die restlichen drei Stellen folgen jeweils einer kontinuierlichen Nummerierung. Hier ist jedoch darauf zu achten, dass der in Niederspannungsnetzen nahezu zu jedem Hausanschluss übliche T-Abzweig für eine bessere Zuordnung mit diesem identisch nummeriert werden muss.

Neben dieser Knotennummer werden zudem noch zwölf weitere Werte pro Knoten übergeben. In Gleichung 3.4 ist dargestellt, welche Zuweisungen zu jedem Knoten für die Berechnungen in MATPOWER<sup>®</sup> benötigt werden.

Für die Implementierung und für Tests sind dabei nur die Knotennummerierung  $Nr_i$  sowie die Wirk- und Blindleistung am Knoten  $(P_i, Q_i)$  von entscheidender Bedeutung. Auf die Wahl der realitätsnahen Leistungsdaten wird in Abschnitt 3.2 detailliert eingegangen. Die Beschreibungen der weiteren neun Parameter der Zuweisungsmatrix können im Detail der Anleitung von MATPOWER<sup>®</sup> entnommen werden [27].

$$\vec{K} = \begin{pmatrix} N_{r1} & T_1 & P_1 & Q_1 & G_1 & B_1 & N_1 & U_1 & \varphi_1 & U_{b1} & Z_1 & U_{\max 1} & U_{\min 1} \\ N_{r2} & T_2 & P_2 & Q_2 & G_2 & B_2 & N_2 & U_2 & \varphi_2 & U_{b2} & Z_2 & U_{\max 2} & U_{\min 2} \\ N_{r3} & T_3 & P_3 & Q_3 & G_3 & B_3 & N_3 & U_3 & \varphi_3 & U_{b3} & Z_3 & U_{\max 3} & U_{\min 3} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ N_{ri} & T_i & P_i & Q_i & G_i & B_i & N_i & U_i & \varphi_i & U_{bi} & Z_i & U_{\max i} & U_{\min i} \end{pmatrix} \quad (3.4)$$

$\vec{K}$	...	Knotenzuweisungsmatrix
$N_{ri}$	...	Nummer des Knotens $i$ (vierstellige Ziffernfolge)
$T_i$	...	Typbezeichnung des Knotens $i$
$P_i$	...	Wirkleistung am Knoten $i$
$Q_i$	...	Blindleistung am Knoten $i$
$G_i$	...	Leitwert am Knoten $i$
$B_i$	...	Blindleitwert am Knoten $i$
$N_i$	...	Zuordnung des Knotens $i$ zu bestimmtem Netzgebiet
$U_i$	...	Spannung am Knoten $i$
$\varphi_i$	...	Phasenlage der Spannung am Knoten $i$
$U_{bi}$	...	Bezugsspannung am Knoten $i$
$Z_i$	...	Zuordnung des Knotens $i$ zu bestimmter Zone
$U_{\max i}$	...	Maximale Spannung am Knoten $i$
$U_{\min i}$	...	Minimale Spannung am Knoten $i$

Neben den beschriebenen Verbraucher-knoten muss in Anlehnung an Gleichung 3.4 auch ein Bilanzknoten definiert werden. Dieser stellt im vorliegenden Fall die Verbindung zum vorgelagerten Mittelspannungsnetz und sinngemäß den Ortsnetztransformator dar. Da sich diese Arbeit auf eine Leistungsflussoptimierung konzentriert, sind die Beiträge dieses Generatorknotens in Abhängigkeit von der aktuellen Erzeugungs- und Verbrauchssituation im betrachteten Netz variabel gestaltet.

Als zweite wichtige Gruppe für die Simulation des Elektroenergieversorgungssystems sind die *Verbindungselemente* zwischen den beschriebenen Knoten zu nennen. Diese Verbindungselemente stellen in diesem Falle die verwendeten Kabel und Freileitungen dar. Die entsprechenden Parameter für diese Elemente werden in Matrizen-Schreibweise dem Programm übergeben (siehe Gleichung 3.5).

$$\vec{L} = \begin{pmatrix} a_1 & b_1 & R_{12} & X_{12} & B_{12} & S_{\max A12} & S_{\max B12} & S_{\max C12} & \ddot{u}_{12} & \varphi_{12} & A_{12} \\ a_2 & b_2 & R_{23} & X_{23} & B_{23} & S_{\max A23} & S_{\max B23} & S_{\max C23} & \ddot{u}_{23} & \varphi_{23} & A_{23} \\ a_3 & b_3 & R_{34} & X_{34} & B_{34} & S_{\max A34} & S_{\max B34} & S_{\max C34} & \ddot{u}_{34} & \varphi_{34} & A_{34} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_i & b_j & R_{ij} & X_{ij} & B_{ij} & S_{\max Aij} & S_{\max Bij} & S_{\max Cij} & \ddot{u}_{ij} & \varphi_{ij} & A_{ij} \end{pmatrix} \quad (3.5)$$

$\vec{L}$	...	Zuweisungsmatrix der Verbindungselemente
$a_i$	...	Knotennummer des Anfangsknotens $i$
$b_j$	...	Knotennummer des Endknotens $j$
$R_{ij}$	...	Resistanz des Elements $ij$
$X_{ij}$	...	Reaktanz des Elements $ij$
$B_{ij}$	...	Leitwert des Elements $ij$
$S_{\max Aij}$	...	Langzeitbelastung $ij$
$S_{\max Bij}$	...	Kurzzeitbelastung $ij$
$S_{\max Cij}$	...	Ultra-Kurzzeitbelastung $ij$
$\ddot{u}_{ij}$	...	Übersetzungsverhältnis bei Transformator $ij$
$\varphi_{ij}$	...	Phasenverschiebung bei Transformator $ij$
$A_{ij}$	...	Ausschaltmerkmal des Elements $ij$

Während die Knoten maßgeblich das Verbraucher- und Erzeugerverhalten im Niederspannungsnetz abbilden, geben Verbindungselemente einen detaillierten Überblick über die Netztopologie. So sind neben dem Anfangs- und Endknoten vor allem die elektrischen Parameter der Verbindungselemente von entscheidender Bedeutung, lassen diese doch Rückschlüsse auf Leitungstyp und Leitungslänge zu. Weiterhin werden in dieser Matrix Belastungsgrenzen definiert. In der dreistufigen Gliederung der Auslastung ist zu erkennen, dass das Programm MATPOWER<sup>®</sup> für Anwendungen in höheren Spannungsebenen (n-1-Prinzip, Kühleffekte von Freileitungen, etc.) entwickelt wurde. In der Niederspannungsebene spielen diese aufgrund des hohen Verkabelungsgrades und der zumeist strahlenförmigen Bauweise lediglich eine untergeordnete Rolle. Lediglich bei der Beachtung der Umgebung der verlegten Kabel (Art des Erdreichs, benachbarte Leitungen) können diese Parameter Verwendung finden.

## 3.2. Erstellung von Energiezeitreihen

### 3.2.1. Gliederung von Energiezeitreihen

Bei Leistungsflussberechnungen über einen beliebigen Zeitraum bilden Energiezeitreihen den Ausgangspunkt für eine realitätsnahe Simulation. Dabei wird in der Regel die Wirkleistung  $P$  über einen definierten Zeitraum  $t$  dargestellt. Das Integral dieser Funktion  $P(t)$  ergibt die erzeugte oder verbrauchte Elektroenergie in diesem Zeitraum. Nur in speziellen Anwendungsfällen werden Blind- oder Scheinleistung sowie der Strom an der Ordinate angetragen.

Aus historischer Sicht ist das in Abbildung 3.3 unter a) dargestellte klassische Verbrauchsprofil (auch als Lastgang oder Lastkurve bezeichnet) die dominierende Energiezeitreihe. Sie stellt die Summe des Elektroenergieverbrauchs einer hohen Anzahl von Haushalten dar und ist durch die zwei Maxima am Mittag und am Abend markant zu erkennen. Neben diesem klassischen Verbrauchsprofil existieren auch weitere spezielle Verbrauchsprofile (z.B. Nachtspeicherheizung, Kleingewerbe, Straßenbeleuchtung). Aber auch Erzeugungsprofile sind seit dem Ausbau der Anlagen auf der Basis von erneuerbaren Energien von Interesse, wie beispielhaft in Abbildung 3.3 unter b) für eine Photovoltaikanlage an einem sonnigen Tag dargestellt ist. Die Charakteristik von Erzeugungsprofilen ist dabei stark von Typ der Erzeugungsanlage sowie von den meteorologischen Gegebenheiten abhängig.

In der Energiewirtschaft hat sich zu Abrechnungszwecken und aufgrund von Messvereinbarungen die Auflösung der Energiezeitreihen (z.B. Standardlastprofile) in Viertelstundenwerte durchgesetzt [29]. Dabei kommt es zur Mittelwertbildung der Leistung innerhalb von 15 Minuten. Bei dem in dieser Arbeit untersuchten Energiemanagement sollen



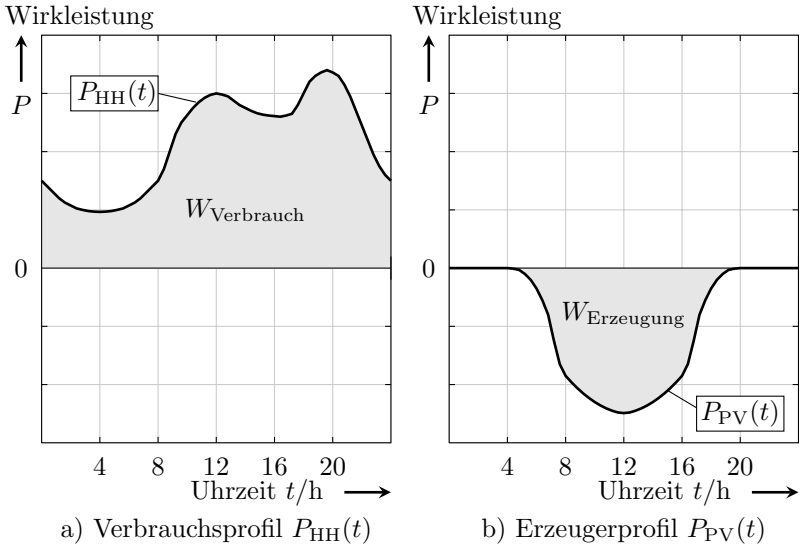


Abbildung 3.3.: Qualitative Tagesverläufe eines Verbrauchsprofils (am Beispiel Haushalt  $P_{HH}$ ) und eines Erzeugungsprofils (am Beispiel Photovoltaikanlage  $P_{PV}$ ) nach Verbraucherzählpfeilsystem

jedoch, wie bereits unter Abschnitt 3.1.2 erläutert, die Fluktuationen in der Niederspannungsebene beachtet werden. Daher wird eine genauere Auflösung in Minutenwerte als Grundlage für weitere Untersuchungen festgelegt. Eine Verwendung von Energiezeitreihen mit einer Auflösung kleiner als eine Sekunde ist aufgrund der anfallenden hohen Datenpakete nicht praktikabel. Ebenso basiert das Energiemanagement auf dem statischen Verfahren der Leistungsflussberechnung, weshalb eine genauere Auflösung unterhalb von einer Minute in dieser Arbeit nicht betrachtet wird.

### 3.2.2. Beschreibung von Haushaltsverbrauchsprofilen

Der überwiegende Anteil von Verbrauchern in der Niederspannungsebene entfällt auf die Haushalte. Diese müssen jedoch noch weiter differenziert werden. So muss eine Einteilung nach der Anzahl der Personen im Haushalt, aber auch eine Unterscheidung nach Bevölkerungs- und Gebäudestruktur vorgenommen werden. Aus der Energiewirtschaft be-

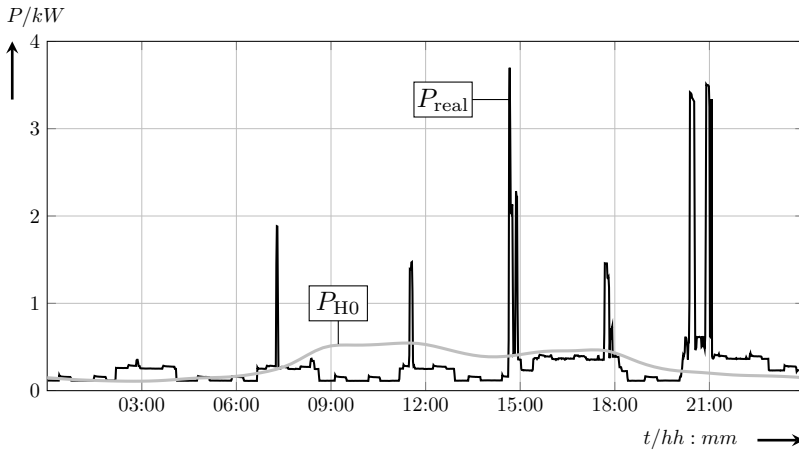


Abbildung 3.4.: Vergleich zwischen gemessenem Verbrauchsprofil  $P_{\text{real}}$  und Standardlastprofil H0  $P_{\text{H0}}$  eines 2-Personen-Haushaltes anhand eines Tagesverlaufs

kannt sind die Standardlastprofile, welche für die Planung des Einkaufs von Elektroenergie für Energieversorgungsunternehmen entwickelt wurden [30]. In Abbildung 3.4 ist der reale Energieverbrauch eines Haushaltes im Vergleich zum Standardlastprofil H0 für Haushalte mit gleicher Energiemenge über einen Tag hinweg dargestellt. Es ist deutlich zu

erkennen, dass Standardlastprofile nicht den realen Energieverbrauch eines Haushaltes widerspiegeln.

Standardlastprofile sind aus einer Vielzahl von Haushalten gemittelte synthetische Verbrauchsprofile normiert auf einen Jahresenergieverbrauch von 1000 kWh. Fluktuationen, welche durch das alltägliche Verhalten der Bewohner der Haushalte verursacht werden, werden somit geglättet. Für die Planung des Einkaufs von Elektroenergie oder zur Bilanzierung sind Standardlastprofile ausreichend. Für die Simulation von Niederspannungsnetzen ist jedoch aufgrund der fehlenden Abbildung des realen Verbrauchs durch das Standardlastprofil ein Verbrauchsprofil in größerer Auflösung notwendig.

Im Rahmen dieser Problemstellung wurde an der TU Chemnitz von PFLUGRADT [31] ein verhaltensbasierter Lastprofilgenerator entwickelt. Hiermit wird anhand der Bevölkerungsstruktur, der Jahresenergiemenge pro Haushalt, dem typischen Verhalten der Haushaltsbewohner sowie einer Auswahl an Haushaltsgeräten ein Verbrauchsprofil mit den gewohnten Fluktuationen generiert. In Abbildung 3.5 ist eine exemplarische Auswahl von simulierten Haushalten verschiedener Größen dargestellt. Dabei kommen die Fluktuationen sowie die Individualitäten der verschiedenen Haushaltsgrößen zur Geltung. Aufgrund der Vielzahl veränderlicher Parameter ist die Erzeugung von verschiedenen Haushaltsverbrauchsprofilen möglich, sodass eine realitätsnahen Abbildung des Verbrauchsverhaltens im Niederspannungsnetz entsteht.

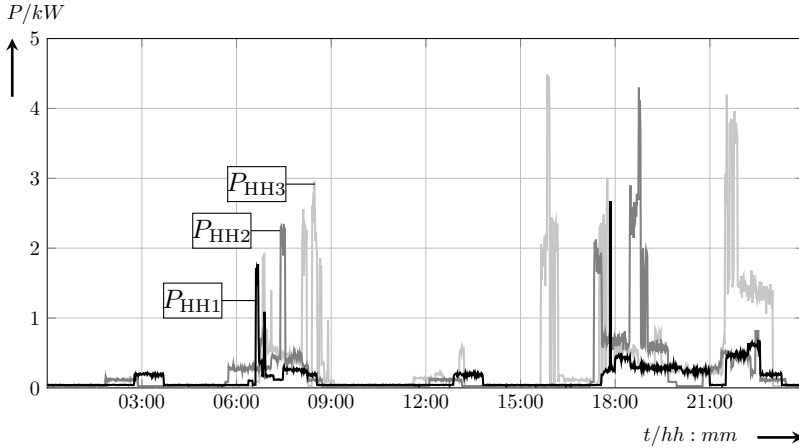


Abbildung 3.5.: Exemplarische Tagesverläufe von drei simulierten Haushaltsverbrauchsprofilen  $P_{HH1}$ ,  $P_{HH2}$  und  $P_{HH3}$  auf Grundlage des verhaltensbasierten Lastprofilgenerators [31]

### 3.2.3. Darstellung von Sonderverbrauchsprofilen

Neben den bereits beschriebenen Haushaltsverbrauchsprofilen werden noch weitere Typen von Verbrauchsprofilen durch das Niederspannungsnetz versorgt. Da die überwiegende Anzahl von Niederspannungsnetzen für die Elektroenergieversorgung von Haushalten zur Verfügung steht, wird sich in dieser Arbeit und bei der Entwicklung des Energiemanagements auf diese Gruppe von Verbrauchern konzentriert. Einer entsprechenden Auswahl repräsentativer Niederspannungsnetze widmet sich Abschnitt 5.1 detailliert. Es ist davon auszugehen, dass andere Typen von Verbrauchsprofilen nur einen geringen Anteil am Gesamtenergiebedarf in einem Niederspannungsnetz darstellen. Diese hier als Son-

derverbrauchsprofile bezeichneten Energiezeitreihen beschreiben unter anderem Kleingewerbe, Verkehrssignalanlagen, Straßenbeleuchtungen oder Werbetafeln.

Aufgrund des geringen Anteils am Gesamtenergiebedarf und den ohnehin geringen Fluktuationen sind für diese Sonderverbrauchsprofile die bekannten synthetischen Verbrauchsprofile in Viertelstundenwerten oder konstante Verbrauchswerte ausreichend.

#### 3.2.4. Erarbeitung von Erzeugungsprofilen

In zukünftigen Niederspannungsnetzstrukturen ist neben dem klassischen Verbrauchsverhalten auch ein hohes Potential an dezentralen Erzeugern vorhanden. Wie bereits in Kapitel 2 beschrieben, stellen in dieser Spannungsebene Photovoltaikanlagen die Mehrheit der Erzeuger dar. Aus diesem Grund wird sich auf die Erarbeitung dieser spezifischen Erzeugungsprofile konzentriert.

Zur Berechnung der erzeugten Elektroenergie durch Photovoltaikanlagen dienen als Grundlage Messungen der Globalstrahlung auf horizontaler Ebene, welche an der TU Chemnitz über mehrere Jahre hinweg durchgeführt wurden. Diese Globalstrahlungswerte werden zunächst mit Hilfe des Modells nach SKARTVEITH und OLSETH [32] in ihre einzelnen Strahlungskomponenten zerlegt. Auf der Grundlage dieser Strahlungskomponenten wird darauffolgend durch Anwendung des isotropen Modells die Einstrahlung auf die geneigte Fläche berechnet. Mit Hilfe der nutzbaren Dachfläche sowie aus der Praxis bekannter Kennlinien von Modulen und Wechselrichtern kann schließlich die erzeugte Elektroenergie berechnet werden. In Abbildung 3.6 ist für drei verschieden stark bewölkte Tage die berechnete erzeugte Elektroenergie dargestellt. Die Ermittlung der nutzbaren Dachfläche erfolgte durch

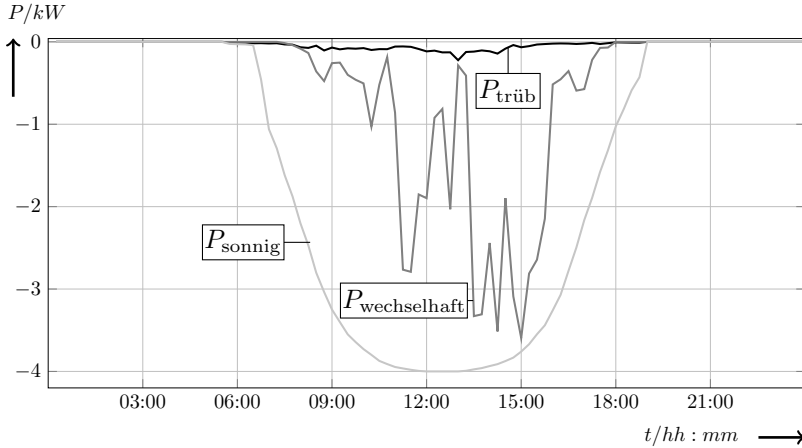


Abbildung 3.6.: Exemplarische Tagesverläufe von drei simulierten Erzeugungsprofilen für Photovoltaikanlagen an einem sonnigen ( $P_{\text{sonnig}}$ ), einem wechselhaften ( $P_{\text{wechselhaft}}$ ) und einem trüben Tag ( $P_{\text{trüb}}$ ) für eine Anlagengröße mit einer installierten Leistung von 4 kW

die Auswertung von Satellitenaufnahmen (GOOGLE-MAPS<sup>®</sup> [33]) in den ausgewählten Netzgebieten sowie durch die Nutzung der Simulationssoftware Pv\*SOL 3.0<sup>®</sup> [34]. Abschattungseffekte, Denkmalschutz sowie reale Bebauungshürden (Gäben, Schornsteine, etc.) wurden mit Hilfe von Korrekturfaktoren berücksichtigt.

### **3.3. Verifizierung der Simulation**

#### **3.3.1. Beschreibung des Testnetzes**

In Abschnitt 3.2 wurde bereits beschrieben, dass eine realitätsnahe Simulation von Niederspannungsnetzen einer Vielzahl von Annahmen unterliegt. Aus diesem Grunde werden anhand realer Niederspannungsnetze und bekannter Versorgungsstruktur diese Annahmen auf ihren Realitätsbezug hin untersucht.

Als Testnetz wurde ein städtisches Niederspannungsnetz einer deutschen Großstadt ausgewählt, das netztopologisch großteils als Strahlennetz ausgeführt ist (schematisch in Abbildung 3.7 zu erkennen) und vorwiegend zur Versorgung von Haushalten genutzt wird. Städtische Niederspannungsnetze unterscheiden sich untereinander durch eine sehr hohe Versorgungsdichte in ihren netztopologischen Parametern. So wurde in diesem Fall eine Bemessungsscheinleistung des Ortsnetztransformators von 630 kVA gewählt. Aufgrund der hohen Leitungsbelastungen ist neben höheren Querschnitten vor allem die für Niederspannungsnetze kürzere Leitungslänge von maximal 200 m von Bedeutung. In städtischen Niederspannungsnetzen ist zudem ein hoher Verkabelungsgrad anzutreffen. Die Hauptstränge werden dabei mit PVC-isoliertem Kabel, Aluminiumleiter und einen Querschnitt von  $150 \text{ mm}^2$  (NAYY 4x150) ausgeführt, während bei Hausanschlussleitungen der gleiche Kabeltyp, jedoch mit einem Querschnitt von  $50 \text{ mm}^2$  (NAYY 4x50) verwendet wird. Das betrachtete Stadtnetz versorgt auf einer Fläche von  $0,25 \text{ km}^2$  80 Hausanschlüsse. Da es sich hierbei mehrheitlich um Mehrfamilienhäuser handelt, wird somit für knapp 860 Haushalte Elektroenergie zur Verfügung gestellt.

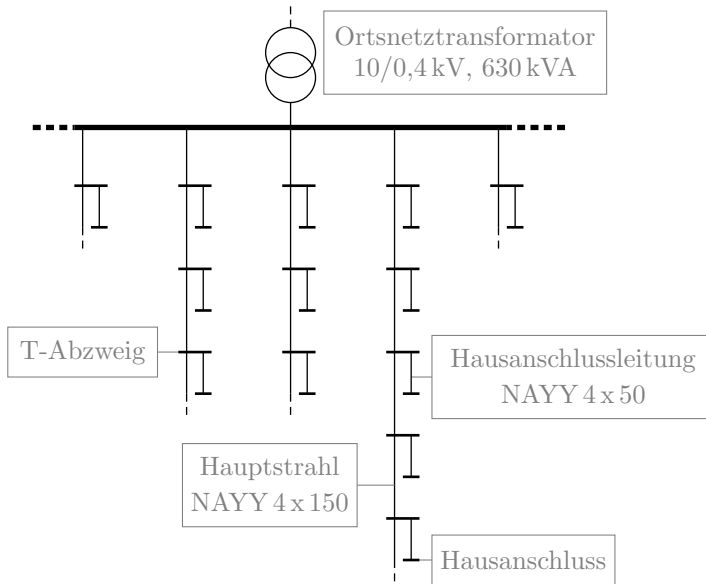


Abbildung 3.7.: Netzplanausschnitt des ausgewählten städtischen Niederspannungsnetzes

### 3.3.2. Vergleich zu Messungen am Ortsnetztransformator

Zur Verifizierung der getroffenen Annahmen wird mittels Monitoring von Strom und Spannung der drei Phasen die Leistung an der Niederspannungsseite des Ortsnetztransformators aufgenommen.

In Abbildung 3.8 ist dieses Verbrauchsprofil dargestellt. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass bereits die Summe von 860 Haushalten ein Verbrauchsprofil ähnlich dem des Standardlastprofils ergibt und



die Fluktuationen der einzelnen Haushalte durch diese Summierung geglättet werden.

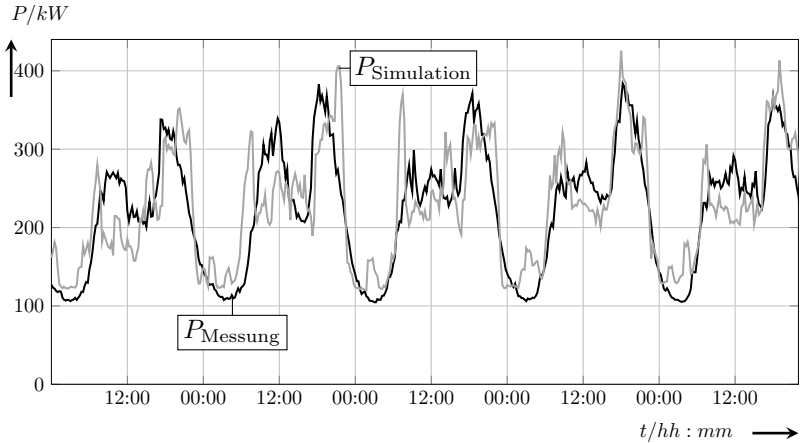


Abbildung 3.8.: Vergleich zwischen gemessener ( $P_{\text{Messung}}$ ) und simulierter Leistung ( $P_{\text{Simulation}}$ ) am Ortsnetztransformator des Testnetzes über 5 Tage

Vergleichend dazu wird in dem Netzmodell des Testnetzes eine Simulation mit den in Abschnitt 3.2 beschriebenen Annahmen über die Energiezeitreihen durchgeführt. Wie zu erwarten sind beide Zeitverläufe nicht identisch, da die verhaltensbasierten Annahmen für die simulierten Verbrauchsprofile zu vielen Parametern unterliegen. Jedoch ist zu erkennen, dass der prinzipielle Verlauf des gemessenen Energieverbrauchs wiedergegeben wird. Wird die Energiemenge über den dargestellten Zeitraum betrachtet, so ist eine Differenz von lediglich 1,6 % vorhanden. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass die getroffenen Annahmen zu den Verbrauchsprofilen die realen Verhältnisse in einem Niederspannungsnetz sehr gut widerspiegeln [35].

### **3.3.3. Bewertung des Simulationsmodells**

Die beschriebene detaillierte Betrachtung von Niederspannungsnetzen mittels realitätsnaher Simulationen hat im Vergleich zu ihrer klassischen Betrachtung durch auf Erfahrungswerten basierende Tabellen und Faktoren (z. B. Gleichzeitigkeitsfaktor) einen wesentlichen Vorteil. Mit dieser detailreichen Darstellung des Leistungsflusses können tiefgründige Untersuchungen im Bereich der Belastung von Betriebsmitteln sowie in der Spannungshaltung vorgenommen werden.

In Abbildung 3.9 ist exemplarisch die Strombelastung am Ortsnetztransformator (niederspannungsseitig) zum einen in einem Hauptstrahl und zum anderen an einer Hausanschlussleitung über einen typischen Tagesverlauf dargestellt. Dabei wird die individuelle Belastung der einzelnen Leitungen deutlich. In dem Beispiel einer Hausanschlussleitung, welche 12 Haushalte versorgt, sind nur geringe und sehr individuelle Belastungen zu erkennen. Bei der Betrachtung des Hauptstrahls, an den hier circa 200 Haushalte angeschlossen sind, ist schon nahezu ein Verhalten nach dem klassischen Standardlastprofil zu erkennen. Noch deutlicher wird der klassische Verlauf des Verbrauchsprofils bei der Strombelastung am Ortsnetztransformator.

Die Kenntnis dieser Fluktuationen im Niederspannungsnetz ermöglicht es, den Leistungsfluss hinsichtlich geringer Verluste sowie der Einhaltung der Belastungsgrenzen und des Spannungsbandes zu optimieren.

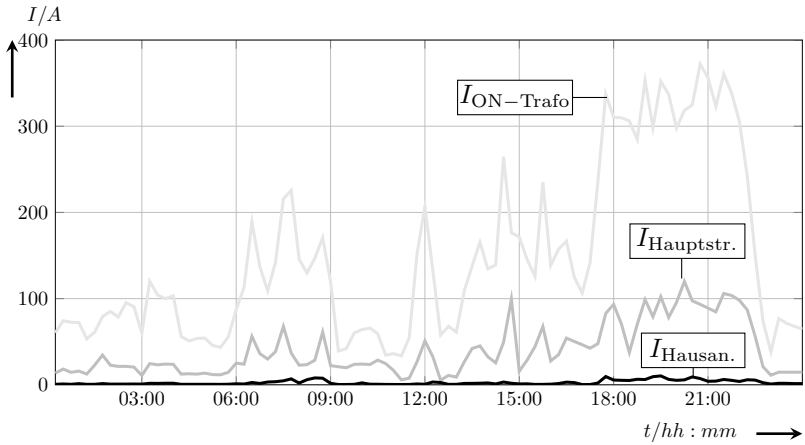


Abbildung 3.9.: Tagesverläufe der simulierten Leitungsbelastung im Testnetz am Beispiel des Stromes am Ortsnetztransformator (niederspannungsseitig)  $I_{ON-Trafo}$ , in einem Hauptstrahl  $I_{Hauptstr.}$  und in einer Hausanschlussleitung  $I_{Hausan.}$



---

## **4. Leistungsflussoptimierendes Energiemanagement**

### **4.1. Managementstruktur**

#### **4.1.1. Hierarchischer Aufbau**

Im Zuge der weitgreifenden Untersuchungen von intelligenten Netzen im Kontext der zahlreichen smart-grid-Aktivitäten sowie auch bei der Nutzung von verschiedenen Speicherkonzepten wurde unter anderem der Begriff des Energiemanagements eingeführt. Ein Energiemanagement beschreibt die Kombination aus verschiedenen Erzeuger-, Verbraucher- und Speicherstrukturen mit Hilfe von intelligenten Steuerungskonzepten, welche zumeist ein gemeinsames Ziel verfolgen. Dieser Arbeit konzentriert sich dabei auf die Betrachtung von Elektroenergie.

In Abhängigkeit von den verschiedenen Aufgabenstellungen wird ein Energiemanagement in wesentliche Steuerungskomplexe unterteilt. GUERRERO ET. AL. [36] führen diesbezüglich ein dreigeteiltes Steuerungskonzept für intelligente Verteilnetze mit einem hohen Anteil an dezentralen Erzeugern und steuerbaren Verbrauchern ein, wie in Abbildung 4.1 dargestellt.

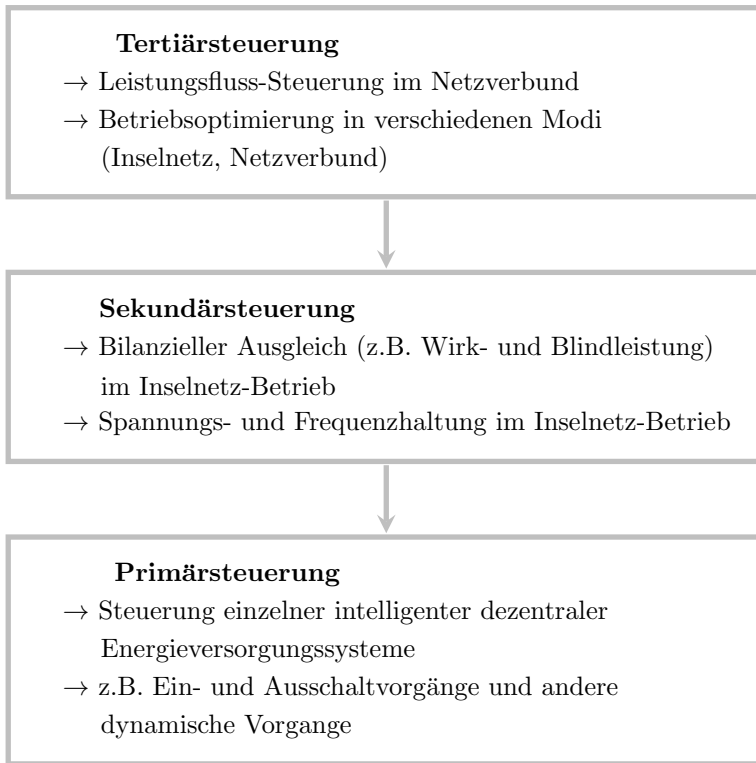


Abbildung 4.1.: Dreistufiges Steuerkonzept für intelligente Verteilnetze nach [37]

Im ersten Block, der sogenannten Primärsteuerung, werden wesentliche Aufgaben an den einzelnen dezentralen Energieversorgungssystemen kontrolliert, wie die Spannungs- und Frequenzüberwachung sowie der Ausgleich von dynamischen Effekten. In der Sekundärsteuerung wird die Spannungs- und Frequenzhaltung zwischen den einzelnen dezentralen Energieversorgungssystemen des betrachteten Verteilnetzes

durch den Inselnetz-Modus ausgeglichen. Diesem Block übergeordnet steht die Tertiärsteuerung, in welcher der Leistungsfluss zum übergeordneten Netz oder der Leistungsfluss im Inselnetz-Fall optimiert wird. Ergänzend kann hierzu angeführt werden, dass der zeitliche Betrachtungsraum mit steigender Entfernung zum intelligenten dezentralen Energieversorgungssystem zunimmt. Reagiert die Primärsteuerung noch zeitnah auf dynamische Effekte, so sind Sekundär- und Tertiärsteuerungen vielmehr planerische Steuerungen, welche in größeren Zeithorizonten das Verhältnis aus Energiebedarf und -angebot kontrollieren. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf den eher planerisch einzuordnenden Sekundär- und Tertiärsteuerungen [37].

Grundlegend kann im Aufbau einer solchen Steuerung zwischen einem dezentralen und einem zentralen Steuerkonzept unterschieden werden, wie in Abbildung 4.2 dargestellt [38].

Eine dezentrale Steuerung kann zum Beispiel über ein agentenbasiertes System umgesetzt werden. Solch ein System wurde unter anderem von LEHNHOFF [39] im Rahmen des Projektes DEZENT [40] bereits für ein selbstorganisiertes Energiemanagement in Verteilnetzen entwickelt. Im Anwendungsfall auf das Niederspannungsnetz könnten so beispielsweise die verschiedenen Hausanschlüsse jeweils eigene Steuereinheiten bilden, welche durch direkten Informationsaustausch eigenständig organisiert miteinander agieren und so ein definiertes globales Ziel (z.B. die Spannungshaltung an jedem Haushalt) verfolgen.

Im Gegensatz dazu basiert das zentrale Steuerkonzept auf einer einzelnen Steuereinheit, welche in Interaktion mit verschiedenen Messeinheiten ein Ziel verfolgt. Die Vorteile dieses Ansatzes sind bei der Betrachtung der bidirektionalen Kommunikationswege in Abbildung 4.2 zu erkennen: Im zentralen Steuerkonzept fällt, vor allem bei Netzen, die viele Haushalten versorgen, die Anzahl der Kommunikationswege deut-

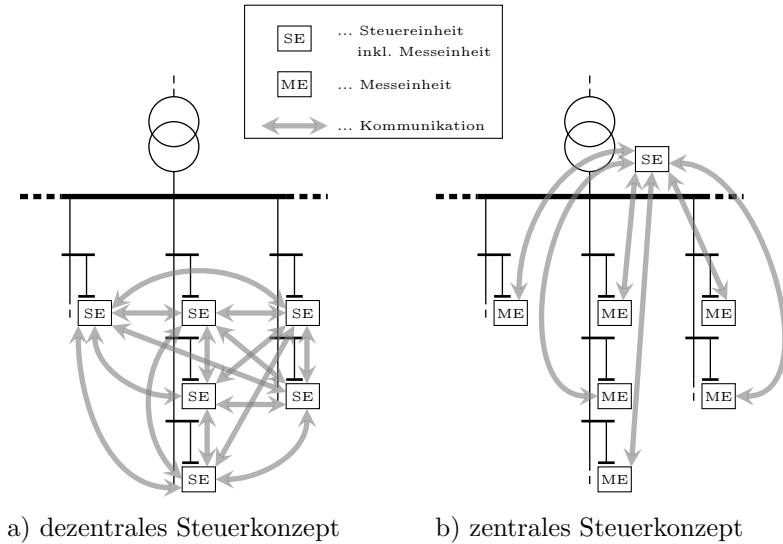


Abbildung 4.2.: Zentrales und dezentrales Steuerkonzept an beispielhaften Niederspannungsnetzen

lich geringer aus. Im Vergleich zum dezentralem Ansatz ist jedoch ein Nachteil zu nennen: Bei einem Ausfall der zentralen Steuereinheit, wie in diesem Beispiel am Ortsnetztransformator, ist das gesamte Energiemanagement nicht weiter in Betrieb. Im Gegensatz dazu kann im dezentralen Steuerkonzept auch bei einem Ausfall einer Steuereinheit das Energiemanagement mit leichten Einschränkungen weiter betrieben werden.

Für beide Steuerkonzepte sind in der aktuellen Forschungslandschaft bereits eine Vielzahl von Managementansätzen mit unterschiedlichen Optimierungszielen und entsprechenden Steueralgorithmen be-



kannt. Diese basieren in erster Linie auf dem Ziel der Integration dezentraler Erzeuger, der Erhöhung der Spannungsqualität sowie der Möglichkeit einer Schwarzstartfähigkeit und Inselnetzbildung eines intelligenten Verteilnetzes ( u.a. [41], [42], [43], [44]).

Wie bereits in Kapitel 2 erläutert, ist die hier vorgestellte Managementstrategie auf die Optimierung des Leistungsflusses im Niederspannungsnetz und auf die damit verbundene Reduzierung der Leitverluste ausgelegt. Dieses Optimierungskriterium stellt konkrete Anforderungen an den Aufbau des Managementsystems. Um den Leistungsfluss in einem Netz zu optimieren, sollte die Netztopologie sowie die Kenntnis darüber, mit welchem Netzabschnitt die einzelnen Hausanschlüsse verbunden sind, zur Verfügung stehen. Da zudem der Austausch von Elektroenergie mit der vorgelagerten Mittelspannungsebene betrachtet wird, konzentriert sich diese Arbeit in Anlehnung an das Projekt DIS-POWER [17] auf ein zentrales Steuerkonzept [41].

##### **4.1.2. Einführung des Anreizsignals**

Ein zentrales Steuerkonzept legt ein Signal zugrunde, durch welches das von der zentralen Steuereinheit gewünschte Verhalten dem intelligenten dezentralen Energieversorgungssystem mitgeteilt wird. Vorangegangene Untersuchungen konzentrierten sich dabei mehrheitlich auf die Ausbildung eines Preissignals [45]. Hintergrund hierfür ist der Gedanke eines Kostenoptimums für jedes einzelne intelligente dezentrale Energieversorgungssystem. Solch ein Preissignal wird jedoch zumeist vom Netzbetreiber oder einem anderen Betreiber des intelligenten Verteilnetzes vorgegeben und so aufgrund der Diskriminierungsfreiheit auf jedes dezentrale Energieversorgungssystem im Netz gleich aufgeteilt. In Hinblick auf ein Energiemanagement, das auf einer Leistungsflussopti-

mierung basiert, ist jedoch ein Signal zu generieren, welches für jedes dezentrale Energieversorgungssystem individuell gestaltet werden kann.

Als weitere Randbedingung bei der Definition eines geeigneten Signals ist zu nennen, dass dem dezentralen Energieversorgungssystem ein gewisser Freiheitsgrad in Hinblick auf Reaktion oder Nichtreaktion gewährleistet werden soll. Ein intelligentes dezentrales Energieversorgungssystem kann, wie bereits in Kapitel 2 dargestellt, aus einer beliebigen Kombination von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern bestehen. Für die Steuereinheit ist die konkrete Kombination der einzelnen individuellen dezentralen Energieversorgungssysteme jedoch nicht erkennbar. Für sie sind die intelligenten dezentralen Energieversorgungssysteme, welche an den bereits beschriebenen Knoten mit dem Netz verbunden sind, in ihrer Art und Funktionsweise unbekannt. Vor diesem Hintergrund kann die Steuereinheit lediglich einen Anreiz an die jeweiligen Knoten weitergeben.

Das entsprechende Anreizsignal konzentriert sich auf die Erhöhung oder Reduzierung der zur Verfügung stehenden Wirkleistung am Knoten. In Gleichung 4.1 ist das prinzipielle Verhalten des Anreizsignals  $\kappa$  angegeben.

$$\kappa = \begin{cases} > 0, & \text{für } P_i(t+1) > P_i(t) \\ 0, & \text{für } P_i(t+1) = P_i(t) \\ < 0, & \text{für } P_i(t+1) < P_i(t) \end{cases} \quad (4.1)$$

$\kappa$	...	Anreizsignal
$P_i$	...	Wirkleistung am Knoten $i$

Wird dem Knoten ein positives Anreizsignal zugewiesen, so soll der Verbrauch am Knoten erhöht bzw. die Erzeugung reduziert werden.

Analog dazu verhält es sich bei einem negativen Anreizsignal, bei welchem die Erzeugung erhöht bzw. der Verbrauch reduziert werden soll. Die detaillierte Zusammensetzung des Anreizsignals ist vom jeweiligen Optimierungskriterium und dem umgesetzten Optimierungsansatz abhängig.

### 4.1.3. Optimierungskriterien

Wie bereits unter Abschnitt 2.3.3 dargestellt, konzentriert sich das Steuerungskonzept auf eine Leistungsflussoptimierung. In einem Verteilnetz wird der Leistungsfluss neben der Netztopologie durch den Betrag, aber auch durch den Ort von Verbrauch und Erzeugung bestimmt. Für eine Optimierung dieses Leistungsflusses sind zunächst die Optimierungsziele zu definieren. Es muss hier von mehreren Zielen gesprochen werden, da sich diese in Abhängigkeit vom Netzbetrieb (netzgeführt oder Inselnetz) unterschiedlich ausprägen.

Im Modus des Inselnetzbetriebs ist das Optimierungsziel eine Minimierung des Leistungsflusses. Ein Maß für den Leistungsfluss stellen dabei die Leitverluste dar. In einem ersten Managementansatz wird sich anhand des Optimierungsproblems OP1 auf die Minimierung dieser Leitverluste konzentriert (siehe Gleichung 4.2). Im Detail sei hier auf Abschnitt 4.2 verwiesen.

$$\text{OP1} : \min (f(P_x, Q_x)) = \min \left( \sum P_{\text{LV}} \right) \quad (4.2)$$

$P_x$	...	Wirkleistungen im Netz
$Q_x$	...	Blindleistungen im Netz
$P_{\text{LV}}$	...	Leitverluste

Der zweite Managementansatz konzentriert sich vereinfacht nur auf die Leitungsresistanz, den lastunabhängigen Teil der Leitverluste. Da die Leitungsresistanz bei gleichem Querschnitt einen direkten Zusammenhang zur Leitungslänge darstellt, kann so der Leistungsfluss in Hinblick auf eine verbrauchsnahe Erzeugung bzw. einen erzeugernahen Verbrauch minimiert werden. Dies ist in Gleichung 4.3 im Optimierungsproblem OP2 formuliert. Der Abschnitt 4.3 widmet sich diesem Ansatz im Detail.

$$\text{OP2 : } \min (f(P_x, Q_x)) = \min (R_x) \quad (4.3)$$

$P_x$	...	Wirkleistungen im Netz
$Q_x$	...	Blindleistungen im Netz
$R_x$	...	Leitungsresistanz zwischen Erzeugung und Verbrauch

Im netzgekoppelten Modus ist das Optimierungsziel nicht derart konkret formal behandelbar. So ist, wie bereits in Kapitel 2 erläutert, eine Anforderung an das Steuerungskonzept, dass ein fahrplanmäßiger Austausch mit der vorgelagerten Ebene möglich ist. In diesem Fall ist eine Optimierung des Leistungsflusses in Hinblick auf die Netzverluste nicht hinreichend zielführend, jedoch sind Belastungsgrenzen einzuhalten. Es wird deutlich, dass die Definitionen des Anreizsignals und somit die Zielfunktionen des jeweiligen Optimierungsproblems bei beiden Ansätzen nicht nur aus einem Term, sondern je nach Netzbetrieb aus verschiedenen Termen und der dazugehörigen Wichtung bestehen müssen.

#### 4.1.4. Graphentheorie zur Problembeschreibung

Die Umsetzung der beiden beschriebenen Ansätze zur Optimierung des Leistungsflusses basiert auf graphentheoretischen Grundlagen. Schon bereits durch die Einführung der Leistungsflussberechnung in Abschnitt 3.1.2 ist die Darstellung des Verteilnetzes durch Knoten und Verbindungselemente bekannt. Auch die Graphentheorie nutzt diese Definitionsweise, wobei hier Verbindungselemente als Kanten bezeichnet werden und das eigentliche Verteilnetz als Graph beschrieben wird. In Abbildung 4.3 ist ein Verteilnetz als Graph beispielhaft dargestellt.

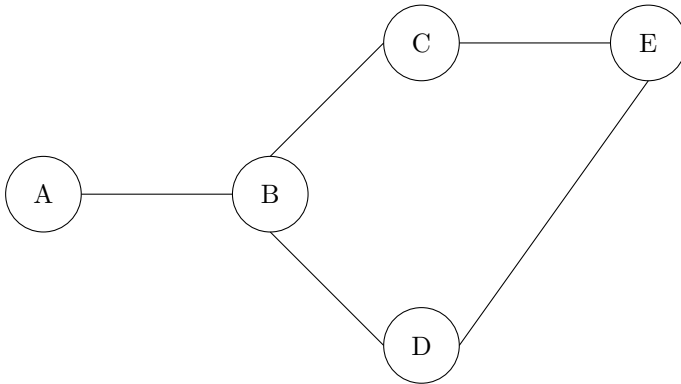


Abbildung 4.3.: Beispiel für einen endlichen, ungerichteten, zyklischen Graphen

Grundlegend kann solch ein Graph aufgrund seiner Eigenschaften kategorisiert werden. So ist die Anzahl von Knoten im Verteilnetz endlich, weshalb in diesem Fall auch von einem endlichen Graphen gesprochen werden kann. Weiterhin ist die Kante von Knoten a nach Knoten b gleich der Kante von Knoten b nach Knoten a, weshalb in diesem Anwendungsfall von ungerichteten Graphen ausgegangen werden kann.

Da in Niederspannungsnetzen auch vereinzelt Maschennetze anzutreffen sind, müssen hier zyklische Graphen als Grundlage dienen. Weiterhin werden die Kanten durch verschiedene Parameter, wie zum Beispiel die Leitungsresistanz, bestimmt. Hier wird in der Graphentheorie von gewichteten Kanten gesprochen. Ein Niederspannungsnetz kann somit als endlicher, ungerichteter, zyklischer Graph mit gewichteten Kanten bezeichnet werden.

In dieser Arbeit werden die graphentheoretischen Grundlagen unter anderem dazu verwendet, die Netztopologie des Verteilnetzes zu beschreiben und diese für Algorithmen fassbar zu gestalten. Die Netztopologie wird dabei durch die Adjazenzmatrix  $A$  (siehe Gleichung 4.4) beschrieben, in welcher gespeichert wird, welche Knoten durch Kanten mit anderen Knoten verbunden sind.

$$\vec{A} = [a_{ij}] , \text{ wobei } a_{ij} = \begin{cases} R_{ij}, & \text{falls i und j durch Leitung verbunden} \\ 0, & \text{sonst.} \end{cases} \quad (4.4)$$

$\vec{A}$	...	Adjazenzmatrix
$a_{ij}$	...	Einträge der Adjazenzmatrix
$R_{ij}$	...	Leitungsresistanz zwischen Knoten i und j

Da sich die beiden beschriebenen Managementansätze auf die Leitungsresistanz fokussieren, findet diese als Parameter Verwendung, der die Wichtung der Kanten ausdrückt.

Zudem lässt sich eine Vereinfachung aufgrund der Definition als ungerichteter Graph einführen, da in diesem Zusammenhang symmetrische Adjazenzmatrizen entstehen und diese einfach in der Rechengrundlage Verwendung finden.

## 4.2. Verlustbasierte Leistungsflussoptimierung

### 4.2.1. Berechnung der Leitverluste

Im bereits beschriebenen ersten Managementansatz der Leistungsflussoptimierung werden die bekannten Leitverluste als zu betrachtender Parameter ausgewählt. Als bekannte Leitverluste werden die durch die Leitungsresistanz hervorgerufenen Stromwärmeverluste definiert, welche durch das Simulationsprogramm abgebildet werden können. Eine Betrachtung spannungsabhängiger, damit lastunabhängiger Verlusten, wie sie RAISZ [46] vorgenommen hat, wird in dieser Arbeit nicht durchgeführt. Ebenso nicht in die Betrachtung mit einbezogen werden Stromwärmeverluste von Sicherungen oder anderen Betriebsmitteln, die auch nicht in der Netzsimulation dargestellt werden (Klemmstellen, usw.).

Die Berechnung der Leitverluste  $P_{LVij}$  basiert auf der Anwendung des Ohmschen Gesetzes in der Berechnung der Wirkleistung, wie in Gleichung 4.5 formuliert ist .

$$P_{LVij} = R_{ij} \cdot I_{ij}^2 \quad (4.5)$$

$P_{LVij}$	...	Leitverluste zwischen Knoten $i$ und $j$
$R_{ij}$	...	Leitungsresistanz zwischen Knoten $i$ und $j$
$I_{ij}$	...	Strom in Leitung zwischen Knoten $i$ und $j$

Die entsprechenden Ströme in den Leitungen werden dabei mittels der Leistungsflussberechnung (siehe Abschnitt 3.1.2) berechnet.

Für die Berechnung der minimalen Leitverluste ist jedoch eine einfache Leistungsflussberechnung nicht ausreichend. Zu deren Beachtung

ist eine Vielzahl an Berechnungen mit unterschiedlichen Erzeugungs- und Verbrauchssituationen im Netz notwendig. In Abbildung 4.4 ist die prinzipielle Vorgehensweise bei der Bestimmung der optimalen Erzeugungs- und Verbrauchssituation mit den geringsten Leitverlusten dargestellt [47], [48], [49].

Dabei wird in sechs Teilschritte agiert, welche im Folgenden kurz dargestellt werden.

### **I. Referenzrechnung:**

Im ersten Schritt wird anhand der Netzdaten und der aktuellen Erzeugungs- bzw. Verbrauchssituation im Niederspannungsnetz eine Referenzrechnung ausgeführt, welche als Ausgangssituation angenommen wird. In diesem Zusammenhang wird die Leistung aller Verbraucherknotten auf Null gesetzt und lediglich mit den Erzeugern gerechnet. So wird ein Netzzustand simuliert, der bestünde, wenn alle Erzeuger in die Mittelspannungsebene rückspeisen würden.

### **II. Zuordnung von Erzeuger- und Leerknotten in Berechnungsliste:**

Im folgenden Schritt wird eine Berechnungsliste erstellt, welche lediglich die Knotten enthält, die in einer Netzberechnung beachtet werden sollen. Dieser Berechnungsliste werden alle Leerknotten (Verbindungsknotten) sowie die mit ihnen verbundenen Erzeuger zugewiesen.

### **III. Suche nach verbundenen Verbraucherknotten:**

Es folgt eine Suche nach allen Verbraucherknotten, welche mit einem in der Berechnungsliste befindlichen Knotten verbunden sind.

### **IV. Suche nach Verbraucherknotten mit den geringsten Verlusten:**

Im vierten Schritt werden nun alle unter Schritt III gefundenen Verbraucherknotten nacheinander einzeln der Berechnungsliste zu-



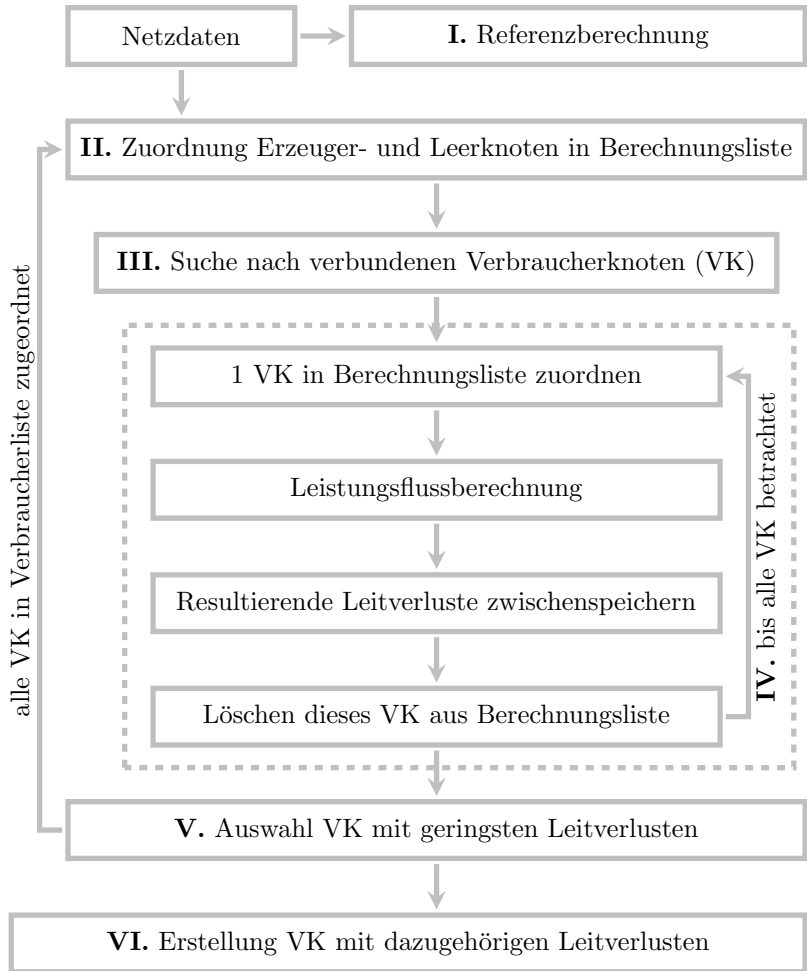


Abbildung 4.4.: Vorgehensweise bei der Berechnung der minimalen Leitverluste

geordnet. Es folgt eine Leistungsflussberechnung für jeden einzelnen Verbraucherknoden, wodurch die jeweils entstehenden Leitverluste bestimmt werden. Nach jeder Leistungsflussberechnung wird der betrachtete Verbraucherknoden wieder aus der Berechnungsliste entfernt und durch einen weiteren Verbraucherknoden ersetzt. Diese Berechnungen erfolgen, bis alle unter Schritt III gefundenen Verbraucherknoden in Hinblick auf ihre Leitverluste berechnet sind.

#### **V. Auswahl des Verbraucherknodens mit geringsten Leitverlusten:**

Im Vergleich zu den Berechnungen im vorherigen Schritt wird nun der Verbraucherknoden, welcher die geringsten Leitverluste verursacht, in die Berechnungsliste aufgenommen und für die weiteren Berechnungen betrachtet. Die Schritte von II. bis V. werden wiederholt, bis alle Verbraucherknoden in der Berechnungsliste betrachtet werden, d.h. bis alle Verbraucherknoden versorgt werden.

#### **VI. Erstellung einer Verbraucherliste:**

Der unter Schritt V gefundene Verbraucherknoden mit den geringsten Leitverlusten wird einer weiteren Liste, der sogenannten Verbraucherliste, zugewiesen. Diese Liste gibt am Ende einen Überblick darüber, welche Verbraucherknoden welche Leitverluste erzeugen.

Die beschriebene Vorgehensweise soll zur besseren Übersichtlichkeit nochmals an folgendem Graphen exemplarisch angewendet werden, wie in Abbildung 4.5 dargestellt ist.

In Tabelle 4.1 ist der zu diesem Beispielgraphen passende Ablaufplan dargestellt. Dabei wird wie bei der obigen Vorgehensweise zunächst eine Referenzrechnung durchgeführt, wodurch die Leitverluste bestimmt werden, welche im Falle einer kompletten Rückspeisung aller

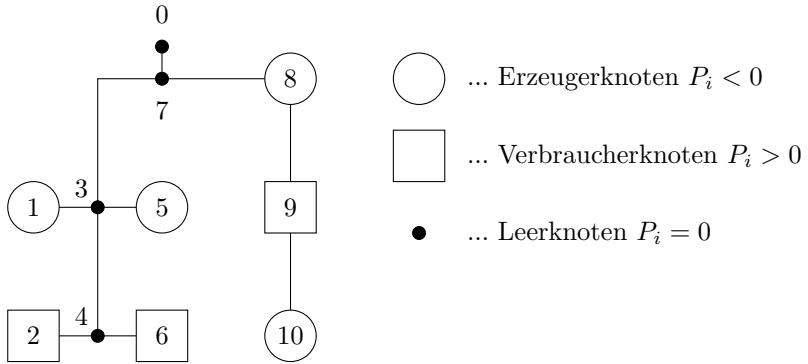


Abbildung 4.5.: Beispielgraph als Grundlage zur Darstellung der Vorgehensweise zur Bestimmung der Leitverluste jedes Verbraucherknodens

Erzeuger entstehen würden. Im nächsten Schritt erfolgt die Bestimmung aller Leerknoten und der damit verbundenen Erzeugerknoten. Daraufhin werden die Leitverluste der einzelnen Verbraucherknoden berechnet, welche mit den aktuell in der Berechnungsliste befindlichen Knoten verbunden sind. Am Ende wird in diesem Beispiel Knoten 9 als derjenige bestimmt, welcher die geringsten Leitverluste verursacht und somit in die Berechnungsliste übernommen wird. Die Berechnungsliste wird nun um weitere Erzeugerknoten oder Leerknoten ergänzt, wie in diesem Fall durch Knoten 10. Es folgt hierzu die analoge Vorgehensweise der Bewertung der Verbraucherknoden. In diesem Fall wird zunächst Knoten 2 und nach einer weiteren Iteration Knoten 6 in die Berechnungsliste aufgenommen. Parallel zur Erweiterung der Berechnungsliste wird eine Verbraucherliste mit den jeweiligen Verbraucherknoden und mit den durch diese Knoten verursachten Leitverlusten erstellt.

Tabelle 4.1.: Berechnungs- und Verbraucherliste zum Beispielgraphen

ARBEITSSCHRITT	BERECHNUNGSLISTE	VERBRAUCHERLISTE	
	KN-Nr.	KN-Nr.	$P_{LV}$
Schritt I	0; 1; 5; 8; 10; 7; 3; 4 ( 9; 2; 6 mit $P = 0$ )	0	$P_{LV0}$
Schritt II	0; 3; 4; 7; 1; 5; 8	0	$P_{LV0}$
Schritt III u. IVa	0; 3; 4; 7; 1; 5; 8; 9	0	$P_{LV0}$
Schritt III u. IVb	0; 3; 4; 7; 1; 5; 8; 2	0	$P_{LV0}$
Schritt III u. IVc	0; 3; 4; 7; 1; 5; 8; 6	0	$P_{LV0}$
Schritt V	0; 3; 4; 7; 1; 5; 8; 9	0	$P_{LV0}$
		9	$P_{LV9}$
Schritt II	0; 3; 4; 7; 1; 5; 8; 9; 10	0	$P_{LV0}$
		9	$P_{LV9}$
Schritt III u. IVa	0; 3; 4; 7; 1; 5; 8; 9; 10; 2	0	$P_{LV0}$
		9	$P_{LV9}$
Schritt III u. IVb	0; 3; 4; 7; 1; 5; 8; 9; 10; 6	0	$P_{LV0}$
		9	$P_{LV9}$
Schritt V	0; 3; 4; 7; 1; 5; 8; 9;10; 2	0	$P_{LV0}$
		9	$P_{LV9}$
		2	$P_{LV2}$
Schritt II	0; 3; 4; 7; 1; 5; 8; 9;10; 2	0	$P_{LV0}$
		9	$P_{LV9}$
		2	$P_{LV2}$
Schritt III u. IVa	0; 3; 4; 7; 1; 5; 8; 9; 10; 2;6	0	$P_{LV0}$
		9	$P_{LV9}$
		2	$P_{LV2}$
Schritt V	0; 3; 4; 7; 1; 5; 8; 9;10; 2;6	0	$P_{LV0}$
		9	$P_{LV9}$
		2	$P_{LV2}$
		6	$P_{LV6}$

Analog dazu wird eine Erzeugerliste erstellt, wobei lediglich Erzeugerknoten und Verbraucher-knoten im Algorithmus vertauscht werden. Es entsteht somit eine Liste mit Erzeugerknoten und den dazugehörigen Leitverlusten.

Für die Ansteuerung jedes einzelnen Knotens sind jedoch die Leitverluste in diesen Listen nicht maßgebend. Diese Leitverluste beschreiben nicht nur die Leitverluste, welche nur durch einen einzelnen Knoten verursacht, sondern auch jene, welche durch die bereits integrierten Knoten verursacht werden. Aus diesem Grund wird eine finale Liste erzeugt, in welcher die Differenzen zur vorherigen Rechnung aufgeführt sind. Bezugnehmend auf den obigen Beispielgraphen werden die verursachten Leitverluste von Knoten 9 berechnet, indem die Differenz zwischen den Leitverlusten aus der Referenzrechnung und den Leitverluste von Knoten 9 errechnet wird. Durch diese Differenzbildung wird es möglich, einen positiven oder negativen Einfluss von einzelnen Knoten auf die Leitverluste nachzubilden. Diese Differenz-Liste dient als Basis für die Bestimmung des Anreizsignals für den verlustoptimierten Managementansatz.

Bei der Betrachtung der Vorgehensweise wird deutlich, dass es sich bei der eigentlichen Verlustoptimierung um eine Variantenrechnung handelt, bei welcher die einzelnen Varianten in Hinblick auf ihre Leitverluste miteinander verglichen werden. Schon hier sei darauf hingewiesen, dass durch diesen Umstand der Rechenumfang mit zunehmender Knotenanzahl sehr stark zunimmt.

### 4.2.2. Bildung des Anreizsignals

Die Integration des verlustoptimierten Managementansatzes in das geplante Energiemanagement erfolgt über das unter Abschnitt 4.1.2 ein-

geführte Anreizsignal, welches die Steuerung einzelner Knoten ermöglicht. Das Anreizsignal besteht in diesem Ansatz nicht nur aus der Verlustminimierung. Vielmehr sind auch Belastungsgrenzen im Niederspannungsnetz zu prüfen beziehungsweise einzuhalten und einen bidirektionalen Energieaustausch mit der vorgelagerten Mittelspannungsebene zu ermöglichen.

Um diese Vorgaben umzusetzen, wird das Anreizsignal aus vier einzelnen Terme gebildet. Abbildung 4.6 zeigt diese Terme im Überblick.

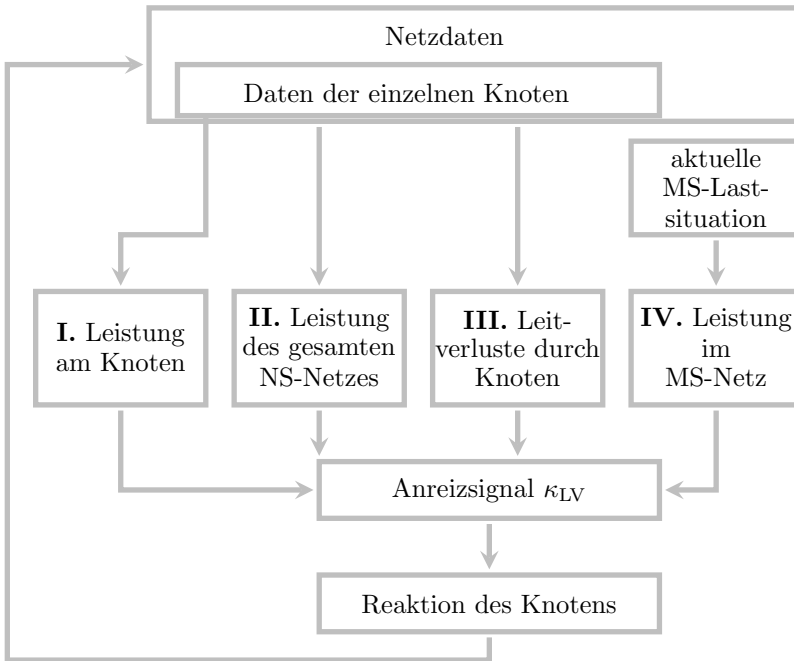


Abbildung 4.6.: Zusammensetzung des Anreizsignals im verlustoptimierten Ansatz

Das Anreizsignal ergibt sich dabei aus der Summe von vier Termen, welche die obigen Zielstellungen verfolgen. Die Belastung der Betriebsmittel wird dabei durch die Terme I und II abgedeckt. Die für diesen Ansatz wesentliche Verlustminimierung wird durch Term III dargestellt, während die Reaktion auf einen möglichen Leistungsaustausch mit der vorgelagerten Mittelspannungsebene durch Term IV ausgedrückt wird.

Da nicht allgemeingültig zu sagen ist, welches dieser Zielkriterien höher priorisiert werden soll, wird zu jedem einzelnen Term jeweils ein Wichtungsfaktor definiert. So kann eine individuelle Betriebsweise durch das Anreizsignal ausgedrückt werden. Das Anreizsignal ergibt sich somit nach Gleichung 4.6 wie folgt:

$$\kappa_{LVi} = \alpha \cdot A_i + \beta \cdot B + \gamma \cdot C_i + \delta \cdot D \quad (4.6)$$

$\kappa_{LVi}$	...	Verlustoptimiertes Anreizsignal am Knoten $i$
$\alpha$	...	Wichtungsfaktor 1
$A_i$	...	Term zur Leistung am Knoten $i$
$\beta$	...	Wichtungsfaktor 2
$B$	...	Term zur Leistung im Niederspannungsnetz
$\gamma$	...	Wichtungsfaktor 3
$C_i$	...	Term zu Leitsverlusten durch Knoten $i$
$\delta$	...	Wichtungsfaktor 4
$D$	...	Term zur Leistung im Mittelspannungsnetz

Um eine vereinfachte Verwendung zu ermöglichen, wird das Anreizsignal so gewählt, dass die angestrebte Leistungsdifferenz durch Multiplikation des Anreizsignals mit der vorliegenden Leistung erstellt wird (siehe Gleichung 4.7).

$$\Delta P_i = \kappa_{LVi} \cdot P_i \quad (4.7)$$

$\Delta P_i$	...	Leistungsdifferenz am Knoten $i$
$\kappa_{LVi}$	...	Verlustoptimiertes Anreizsignal am Knoten $i$
$P_i$	...	Leistung am Knoten $i$

Für die Umsetzung werden die Terme  $A_i$ ,  $B$ ,  $C_i$  und  $D$  durch Beziehungen zum jeweilig maximal möglichen Leistungswert dargestellt. Diese vier einzelnen Terme sind im Folgenden einzeln erläutert.

**I. Leistung am Knoten:** In Term  $A_i$  liegt der Fokus auf der Leistung direkt am Knoten. Dies dient dazu, die Belastungsgrenzen im Niederspannungsnetz einzuhalten. Hierzu wird die aktuelle Leistung am Knoten auf die maximal mögliche Leistung im Niederspannungsnetz bezogen. Diese maximal übertragbare Leistung ergibt sich aus einer Referenzrechnung des Niederspannungsnetzes, in der die Verbrauchsleistung ermittelt wird, die gerade noch keine Überschreitung der Belastungsgrenze bewirkt. Bei einer Reduzierung des Verbrauchs würde sich nun jedoch kein, wie unter Gleichung 4.1 definiert, negatives Anreizsignal ausbilden. Um diese Definition doch einhalten zu können, wird dem Verhältnis ein negatives Vorzeichen zugewiesen.

$$A_i = -\frac{P_i}{P_{\text{NSmax}}} \quad (4.8)$$

$A_i$	...	Term zur Leistung am Knoten $i$
$P_i$	...	Leistung am Knoten $i$
$P_{\text{NSmax}}$	...	Maximal übertragbare Leistung im Niederspannungsnetz

**II. Leistung im Niederspannungsnetz:** Während Term  $A_i$  lediglich den einzelnen Knoten betrachtet, liegt der Fokus von Term  $B$  auf dem gesamten Niederspannungsnetz. So wird zum Beispiel der Fall abgedeckt, dass der einzelne Haushalt seinen Verbrauch erhöht, obwohl am Ortsnetztransformator die Belastungsgrenze bereits erreicht ist. Analog zum ersten Term wird  $B$  daher in Gleichung 4.9 wie folgt definiert.



$$B = -\frac{P_{NS}}{P_{NSmax}} \quad (4.9)$$

B	...	Term zur Leistung im Niederspannungsnetz
$P_{NS}$	...	Aktuelle Leistung im Niederspannungsnetz
$P_{NSmax}$	...	Maximal übertragbare Leistung im Niederspannungsnetz

**III. Leitverluste durch Knoten:** Die in diesem Managementansatz verfolgte Verlustminimierung wird durch den Term  $C_i$  ausgedrückt. Auch hier werden die aktuellen Leitverluste, welche durch den Knoten verursacht werden (siehe Abschnitt 4.2), auf die durch die obig erwähnte Referenzrechnung ermittelten gesamten Leitverluste im Niederspannungsnetz bezogen. Des Weiteren wurde hierbei in Anlehnung an den quadratischen Zusammenhang zwischen Belastung und Leitverlusten eine Quadrierung dieses Terms eingeführt. So werden Situationen, welche hohe Leitverluste verursachen, stärker durch das Anreizsignal betrachtet. Durch diese Operation jedoch wird das für das Anreizsignal wichtige Vorzeichen hinfällig wird. Deshalb erfolgt eine Ergänzung des Terms durch eine Signum-Funktion. Da die Verluste im Niederspannungsnetz aufgrund von Leerlaufverluste oder Ähnlichem niemals gleich Null sind, wird zudem ein Offset eingeführt. Dieser Offset ist durch die bekannten Leerlaufverluste definiert, die sich auf die maximalen Leitverluste beziehen. Somit ergibt sich für die Beschreibung der Leitverluste der in Gleichung 4.10 formulierte Term:

$$C_i = \frac{P_0}{P_{LV\max}} - \left( \frac{\Delta P_{LVi}}{P_{LV\max}} \right)^2 \cdot \text{sign}(P_{LVi}) \quad (4.10)$$

$C_i$	...	Term zu den verursachten Leitverlusten durch Knoten $i$
$P_0$	...	Leerlaufverluste im Niederspannungsnetz
$\Delta P_{LVi}$	...	Durch Knoten $i$ verursachte Leitverluste (siehe Abs. 4.2)
$P_{LV\max}$	...	Maximal möglichen Leitverluste im Niederspannungsnetz

**IV. Leistung im Mittelspannungsnetz:** Neben der Einhaltung von Belastungsgrenzen und der Verlustminimierung ist zudem noch der Leistungsfluss mit der vorgelagerten Mittelspannungsebene in die Definition des Anreizsignals mit einzubeziehen. Dies wird durch einen vierten Term mit dem Verhältnis der zur Verfügung stehenden bzw. benötigten Leistung in der Mittelspannungsebene zur maximal übertragbaren Leistung ausgedrückt. Diese maximal übertragbare Leistung wird dabei durch die Bemessungsscheinleistung am Ortsnetztransformator beschrieben. Dabei wird, analog zu  $C_i$ , dieses Verhältnis quadriert, um auf großen Leistungsbedarf stärker reagieren zu können. Auch ist die Signum-Funktion zum Erhalt des Vorzeichens hier wiederum zwingend erforderlich. Zu beachten ist jedoch, dass dieser Term positiv in das Anreizsignal eingeht. Dies begründet sich damit, dass bei einer zur Verfügung stehenden Leistung die Knoten zum Mehrverbrauch angeregt werden. Der Term zur Beschreibung des Energieaustauschs zum Mittelspannungsnetz setzt sich daher, wie in Gleichung 4.11 definiert, folgendermaßen zusammen:

$$D = \left( \frac{P_{\text{MS}}}{P_{\text{MSmax}}} \right)^2 \cdot \text{sign}(P_{\text{MS}}) \quad (4.11)$$

$D$	...	Term zur Leistung im MS-Netz
$P_{\text{MS}}$	...	Anliegende Leistung im vorgelagerten MS-Netz
$P_{\text{MSmax}}$	...	Maximal übertragbare Leistung zum MS-Netz

Durch die Terme  $A_i$  und  $C_i$  ergibt sich daher für jeden Knoten ein individuelles Anreizsignal. Dieses Signal wird dem jeweiligen Knoten zugeordnet und darauffolgend eine Reaktion des Knotens überprüft. Reagiert der Knoten entsprechend des Anreizsignals, muss lediglich auf andere Leistungsveränderungen im Netz eingegangen werden. Erfolgt vom Knoten keine oder eine ungenügende Reaktion, wird im nächsten Iterationsschritt das Anreizsignal entsprechend verstärkt und das Verhalten seiner Nachbarknoten derart verändert, dass diese eine mögliche Nichtreaktion kompensieren.

Die einzelnen Terme könnten nun im finalen Schritt durch die Wichtungsfaktoren  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$  und  $\delta$  einen unterschiedlich großen Einfluss auf das Anreizsignal zugewiesen bekommen. Durch iterative Verfahren kann so in Abhängigkeit vom Anwendungsgebiet ein gewünschtes Verhältnis eingestellt werden. So ist beispielsweise in ländlichen Netzen mit hohen Leitungslängen im Vergleich zum städtischen Niederspannungsnetz die Verlustminimierung höher priorisiert. In einem Gebiet nahe eines Windparks kann wiederum der Leistungsfluss mit dem Mittelspannungsnetz höher zu priorisieren sein. In den folgenden beispielhaften Rechnungen sollen aber Wichtungsfaktoren Verwendung finden, welche eine gleiche Wichtung der vier Terme ermöglichen.

### **4.2.3. Bewertung des Ansatzes**

Das beschriebene Anreizsignal und damit die Funktionsweise des verlustoptimierten Managementansatzes wird zunächst in einem Teilnetz eines Niederspannungsnetzes eingesetzt. Dies begründet sich damit, weil die iterativen Leistungsflussberechnungen bei einer großen Anzahl an zu betrachtenden Knoten den Rechenaufwand stark erhöhen.

Die Funktionsweise des verlustoptimierten Managementansatzes soll hier an einem beispielhaften Szenario gezeigt werden. So wird zunächst ein autarker Netzbetrieb und somit eine Verlustminimierung vorgegeben. Nach 15 Zeitschritten wird eine zur Verfügung stehende Leistung im Mittelspannungsnetz von 200 kW definiert, welche im Niederspannungsnetz zielgerichtet verbraucht werden soll. Als Zeitschritt kann dabei eine beliebige Zeitdauer angesehen werden. Praktisch handelt es sich jedoch jeweils um die Zeit bis zur nächsten Änderung der Erzeugungs- bzw. Verbrauchssituation im betrachteten Netzgebiet.

In Abbildung 4.7 ist das entstehende Anreizsignal und das damit verbundene Verhalten der Knoten dargestellt, wobei hier angenommen wird, dass alle Knoten auf das Anreizsignal reagieren. In der Ausgangslage zum Zeitschritt 0 sind dabei Knoten a und d Erzeuger, während Knoten b und c Energie verbrauchen. In den ersten 15 Zeitschritten wird nun ein autarker Netzbetrieb des Niederspannungsnetzes geplant. In diesem Fall ist die Verlustminimierung stark priorisiert. Das nur geringe Anreizsignal von Knoten b lässt vermuten, dass dieser Knoten sehr zentral liegt. Den restlichen Knoten werden deutlichere Anreizsignale zur Verringerung von Verbrauch oder Erzeugung zugewiesen. Je nach Betrag der von den Knoten verursachten Leitverluste ist das Anreizsignal stärker oder schwächer. Beim Vergleich der zwei Erzeugerknoten a und d kann aufgrund der gleichen Ausgangsleistung

geschlussfolgert werden, dass sich Knoten a weiter entfernt vom Verbrauchsschwerpunkt befindet. Daher bekommt dieser ein stärkeres Anreizsignal zugewiesen und die Reduzierung seiner Erzeugungsleistung wird deutlicher.

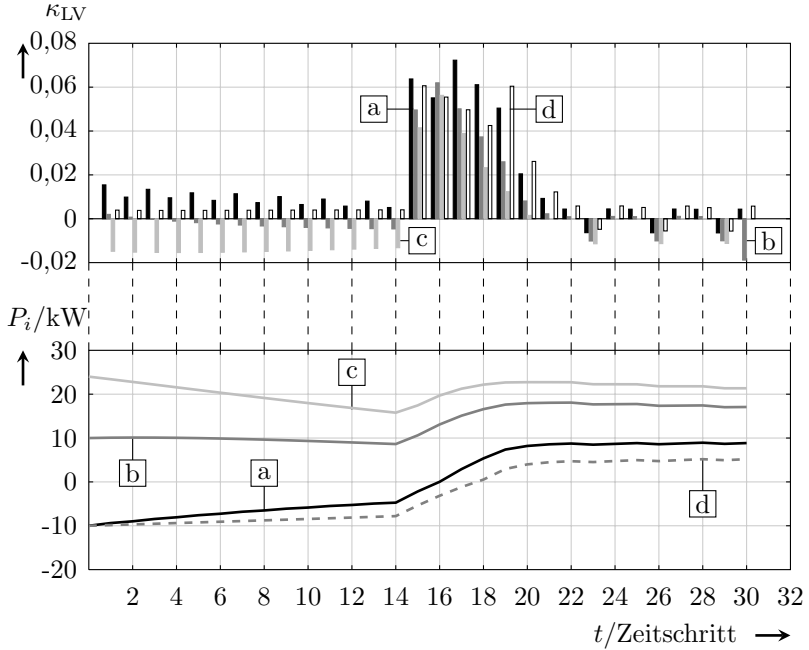


Abbildung 4.7.: Verhalten des Anreizsignals  $\kappa_{LV_i}$  und der Leistung am Knoten  $P_i$  in einem beispielhaften Szenario für ausgewählte Knoten a, b, c und d über 30 Zeitschritte

Ab Zeitschritt 15 wird dann allen Knoten ein deutliches Signal zum Verbrauchen zugewiesen. Die Knoten reagieren innerhalb weniger Zeitschritte. Nach der Reaktion sinkt das Anreizsignal auf einen Be-

trag gegen Null, da keine großen Änderungen mehr zu erwarten sind. Hierbei ist auch zu erkennen, dass die Knoten a und d ihren Status von Erzeuger zu Verbraucher hin wechseln. In diesem Fall ist der Verbrauch der zur Verfügung stehenden Leistung höher priorisiert als die Verlustminimierung.

Vergleichend dazu sind in Abbildung 4.8 die Leitverluste im Niederspannungsnetz sowie die gesamte dort umgesetzte Leistung dargestellt. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass die im Netz umgesetzte Leistung sich in den ersten 15 Zeitschritten reduziert. Die Summe der umgesetzten Leistung im Niederspannungsnetz nähert sich kontinuierlich 0 kW, was dem autarken Fall entspricht. Im Gegensatz dazu ist bei der Betrachtung des Betrages dieser Leistungen zu erkennen, dass sich Erzeuger und Verbraucher gegenseitig versorgen. Auch dieser Betrag würde sich bei einer hohen Anzahl von Zeitschritten dem Wert 0 kW annähern, da diese Interaktion die triviale Lösung der Verlustminimierung beschreibt. In der Praxis würde sich solch ein Verhalten jedoch aufgrund fehlender Reaktionen und entsprechender Interaktionen mit der vorgelagerten Spannungsebene nicht einstellen.

Weiterhin ist in Abbildung 4.8 der Einfluss von dezentralen Erzeugern auf die Leitverluste dargestellt. Im Vergleich der hervorgehobenen Zeitschritte 1 und 21 wird deutlich, dass trotz nahezu gleich umgesetzter Leistung im Niederspannungsnetz die Leitverluste bei einem hohen Anteil an dezentralen Erzeugern (0,35 kW bei Zeitschritt 1) im Vergleich zu einer reinen Verbrauchssituation (1,86 kW bei Zeitschritt 21) deutlich geringer sind. Diesbezüglich ist jedoch auch zu erwähnen, dass die Leitverluste bei einer verfügbaren Leistung aus der Mittelspannungsebene, was Zeitschritt 21 darstellt, bereits durch die Verlustoptimierung minimiert werden. Die Knoten, welche in der Nähe des Ortsnetztransformators liegen, bekommen ein deutlicheres Anreizsignal

und erhöhen ihren Verbrauch entsprechend deutlicher im Vergleich zu Knoten, welche nahe dem Strahlende zu finden sind. Bei einer reinen Verbrauchssituation ohne den Einsatz einer Verlustoptimierung werden in diesem Beispielnetz Leitverluste in Höhe von 6,5 kW verursacht. Bei einem Vergleich dieses Referenzwertes mit den in Abbildung 4.8 unter Zeitschritt 21 dargestellten Leitverluste bei einer reinen Verbrauchssituation mit Verlustoptimierung wird deutlich, dass alleine durch den Einsatz der Verlustoptimierung eine Reduzierung der Leitverluste auf circa 29 % möglich ist.

Ergänzend ist die Einhaltung von Belastungsgrenzen zu bewerten. In dem hier untersuchten Teilnetz werden die Belastungsgrenzen von Ortsnetztransformator und Leitungen nicht überschritten. Aufgrund der komplexen Leistungsflüsse kann es in bestimmten Stoßzeiten, beispielsweise bei einer hohen Leistungsbereitstellung aus dem Mittelspannungsnetz, zu einer deutlich höheren Belastung der Betriebsmittel im Gegensatz zum klassischen Netzbetrieb kommen. Dies kann zur thermischen Alterung von Betriebsmitteln und damit zur Erhöhung der Ausfallrate führen [50].

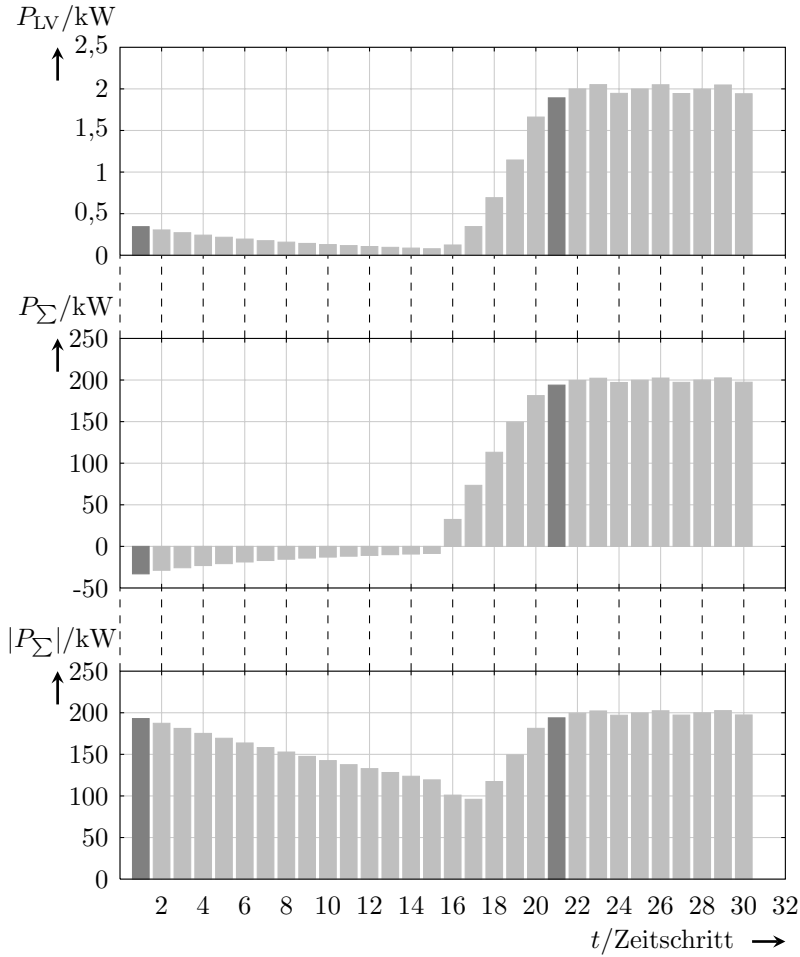


Abbildung 4.8.: Verhalten der gesamten Leitverluste im Niederspannungsnetz  $P_{LV}$ , der im Niederspannungsnetz umgesetzten Leistung  $P_{\Sigma}$  sowie des Betrages dieser Leistung  $|P_{\Sigma}|$  in einem beispielhaften Szenario über 30 Zeitschritte



Abschließend ist die schon erwähnte hohe Rechenzeit für die Verlustoptimierung zu bewerten. Bezugnehmend auf Abschnitt 4.2 kann die Anzahl von Leistungsflussberechnungen anhand der GAUSSschen Summenformel errechnet (siehe Gleichung 4.12) werden.

$$m = \frac{n \cdot (n + 1)}{2} \quad (4.12)$$

m	...	Anzahl an Rechenoperationen
n	...	Anzahl an Erzeuger- oder Verbraucher-knoten

In einem typischen Niederspannungsnetz kann von circa 100 Knoten ausgegangen werden, welche Erzeuger oder Verbraucher darstellen können. Im für den Berechnungsaufwand günstigsten Fall sind Erzeuger und Verbraucher gleichmäßig auf die Knoten verteilt. Für diesen Fall werden nach Gleichung 4.12 bis zu 2.550 Leistungsflussrechnungen benötigt. Im ungünstigsten Fall sind alle Knoten ausschließlich Erzeuger oder Verbraucher. Hieraus würden sich 5.050 Leistungsflussberechnungen ergeben. Werden die weiteren peripheren Prozesse (Zuweisungen, Listenerstellung, usw.) mit berücksichtigt, wird deutlich, dass dieser verlustoptimierte Ansatz trotz hoher Rechenleistung nur bedingt im Echtzeitbetrieb verwendet werden kann.

## 4.3. Clusterbasierte Leistungsflussoptimierung

### 4.3.1. Cluster-Bildung

In einem zweiten Managementansatz wird der Fokus aufgrund des hohen Rechenaufwandes nicht auf die Leitverluste gelegt. Vielmehr werden hier Erzeugung und Verbrauch lokal auf eine Weise koordiniert, dass sich eine möglichst geringe wirksame Leitungsresistanz einstellt.

Bei der zumeist gleichen Verwendung von Leiterquerschnitten und Leitermaterialien kann daher davon ausgegangen werden, dass der Weg zwischen Erzeugung und Verbrauch reduziert wird. So ist die Bezugsgröße für das Anreizsignal unabhängig vom Leistungsfluss, wodurch der Rechenaufwand deutlich geringer ausfallen sollte. Bei der Reduzierung dieser Leitungsresistanz wird auf das Clustering, das Bilden von eigenständigen Gruppen, zurückgegriffen. Dazu werden die Knoten des gesamten Niederspannungsnetzes in einzelne Gruppen unterteilt, welche jeweils für sich zunächst Autarkie anstreben. Auf diesem Weg wird die Entfernung zwischen Erzeugung und Verbrauch auf einen begrenzten Bereich minimiert.

Zum Bilden dieser Gruppen sind, wie in Abbildung 4.9 gezeigt, zwei Vorgehensweisen möglich.

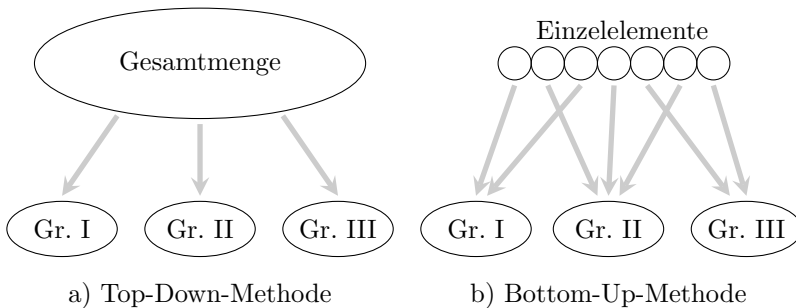


Abbildung 4.9.: Übersicht über zwei grundsätzlicher Methoden zur Bildung von Gruppen

Bei der Top-Down-Methode wird das Netz durch bestimmte Vorgaben in einzelne Gruppen unterteilt. Bei der Anwendung auf die hier gestellte Problematik könnte so das Niederspannungsnetz in die einzelnen Strahlen unterteilt werden. Dies ist jedoch bei Ring- oder Maschen-

netzen, welche in städtischen Niederspannungsnetzen auftreten können, kritisch zu betrachten. Die Definition eines entsprechend eingrenzenden Kriteriums würde sich komplex gestalten.

Mit Hilfe der zweiten Vorgehensweise, der Bottom-Up-Methode, werden die einzelnen Gruppen durch das Zusammenfassen einzelner Elemente mit Hilfe einer Bezugsgröße erstellt. In dem hier vorliegenden Niederspannungsnetz wird die Leitungsresistanz zwischen zwei Hausanschlussknoten (je nach Situation Erzeuger- oder Verbraucher-knoten) als Bezugsgröße definiert. Die Leerknoten werden hier nicht beachtet, da diese keinen Einfluss auf den Abstand zwischen Erzeugung und Verbrauch besitzen.

Die prinzipielle Vorgehensweise wird anhand eines Beispielgraphen in Abbildung 4.10 erläutert.

Beginnend mit der minimalen Leitungsresistanz zwischen zwei Hausanschlussknoten wird eine erste Gruppe gebildet. In einem zweiten Schritt wird die nächst größere Leitungsresistanz zwischen zwei Hausanschlussknoten betrachtet. Ist einer dieser Hausanschlussknoten bereits in der ersten Gruppe enthalten, wird der zweite Knoten dieser Leitung ebenfalls in Gruppe 1 eingeordnet (vgl. dazu Schritt 2 und Schritt 3 in Abbildung 4.10). Ist keiner der Hausanschlussknoten in der vorhandenen Gruppe enthalten, wird eine neue Gruppe gebildet (siehe Schritt 4 in Abbildung 4.10). Mit dieser Routine werden alle Leitungsresistenzen zwischen zwei Hausanschlussknoten dem Betrag nach aufsteigend untersucht. Auch Knoten, welche sich im – auf den Leistungsfluss bezogen – ungünstigsten Fall am äußersten Ende eines Strahles befinden, werden zu einer Gruppe zugeordnet. So bleiben keine einzelnen Knoten isoliert von den Gruppen, die sich in diesem Falle selbst versorgen müssten [51].

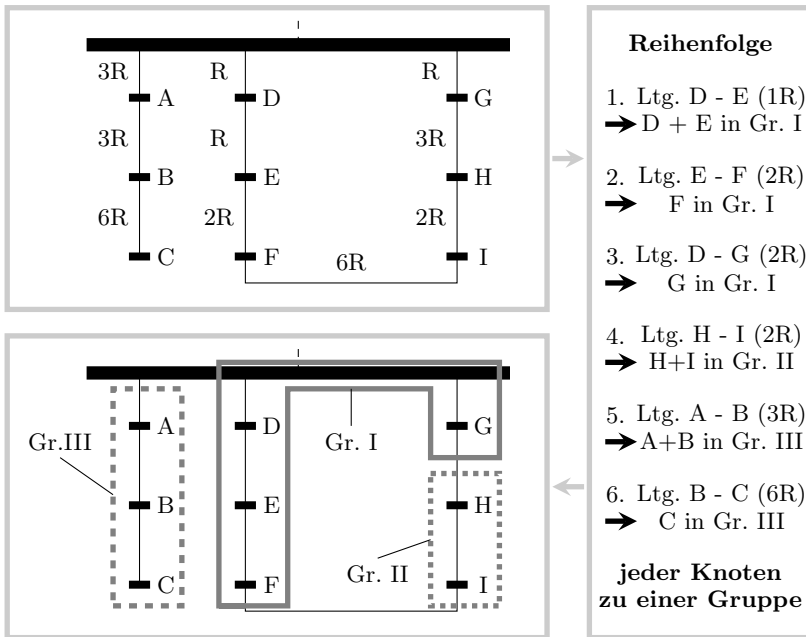


Abbildung 4.10.: Vorgehensweise der Cluster-Bildung an einem Beispielgraph

Nach Abschluss dieser Cluster-Bildung ist das Niederspannungsnetz komplett in Gruppen unterteilt. Jeder Hausanschlussknoten ist einer dieser Gruppen zugeordnet. Vorteilhaft ist, dass diese Vorgehensweise aufgrund des Bezugs auf die Leitungsresistenz unabhängig von der Netztopologie und reproduzierbar ist. Allerdings besteht auch ein Nachteil in dieser schrittweisen Cluster-Bildung: Es kann die Problematik entstehen, dass der Abstand zwischen zwei jeweils am Rande dieser Gruppe liegenden Hausanschlussknoten innerhalb einer Grup-

pe größer ist, als der Abstand dieser Knoten zum nächsten Hausanschlussknoten einer anderen Gruppe. Dies kann nur durch eine zweite Iteration und eine damit verbundene Optimierung der Cluster-Bildung verhindert werden. Der Durchführungsaufwand dieses auf Einfachheit setzenden Managementansatzes würde sich so jedoch deutlich erhöhen. Vor allem die Wahl des eingrenzenden Kriteriums würde sich, wie auch schon bei der Top-Down-Methode, komplex gestalten. Auf eine weitere Optimierung wird aus diesem Grunde in der vorliegenden Arbeit verzichtet.

Bei der Anwendung der oben beschriebenen Cluster-Bildung auf das unter Abschnitt 3.3.1 ausgewählte städtische Niederspannungsnetz bilden sich 22 Gruppen aus. Abbildung 4.11 zeigt, dass in diesem Anwendungsfall 2 bis 6 Knoten in einer Gruppe zusammengefasst sind.

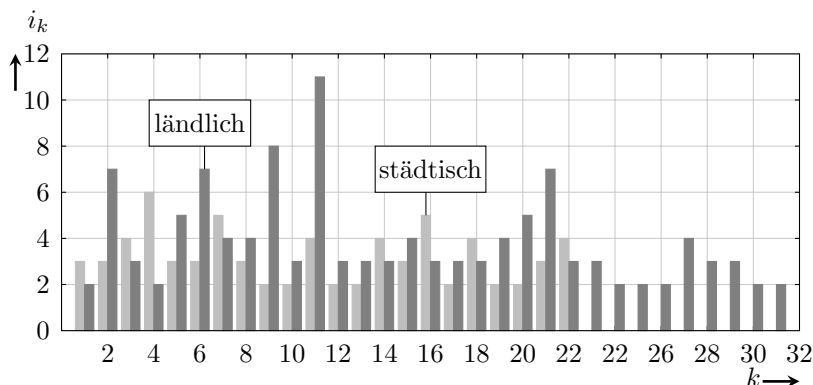


Abbildung 4.11.: Anzahl der Hausanschlussknoten  $i_k$  pro Gruppe  $k$  für ein exemplarisch ausgewähltes städtisches und ländliches Niederspannungsnetz

Im Mittel sind 3-4 Knoten in einer Gruppe. Auch bei der Anwendung auf ein exemplarisches ländliches Niederspannungsnetz mit langen Leitungslängen und einer geringen Versorgungsdichte erreicht die Cluster-Bildung eine ähnliche durchschnittliche Gruppengröße. Hier entstehen aufgrund des deutlich größeren Netzes von 120 Knoten insgesamt 31 Gruppen. Bereits anhand dieser beiden Beispiele wird deutlich, dass der Aufwand für eine zweite Optimierung der Cluster-Bildung nicht gerechtfertigt wäre.

### **4.3.2. Bildung des Anreizsignals**

Auf der Basis der beschriebenen Cluster-Bildung wird analog zum verlustoptimierten Ansatz ein Anreizsignal definiert. Dieses Anreizsignal stellt, wie in Gleichung 4.7 definiert, einen Proportionalitätsfaktor dar. Mit diesem Anreizsignal wird aus der vorhandenen Leistung am Knoten die Differenz zum Zielwert ermittelt.

Die Ziele dieses Managementansatzes sind mit denen des verlustoptimierten Ansatzes vergleichbar. Neben der Einhaltung der Belastungsgrenzen und einem möglichst verlustoptimierten Netzbetrieb ist zusätzlich ein vorgegebener Leistungsfluss mit der vorgelagerten Mittelspannungsebene anzustreben. Der Zielwert der Leistung, welche von jedem einzelnen Knoten verbraucht oder erzeugt werden soll, wird dabei ausgehend von der am Knoten anliegenden Leistung aus zwei Termen ermittelt. Sowohl der Beitrag des Knotens für die autarke Gruppe als auch der Energieaustausch mit dem Mittelspannungsnetz sind dabei die beeinflussenden Größen. (siehe Gleichung 4.13)

$$P_{i\text{Ziel}} = \overbrace{P_i - \frac{P_k}{i_k}}^{E_i} + \overbrace{P_{\text{MS}} \cdot \left(1 - \frac{R_{i\text{min}}}{R_{\Sigma}}\right)}^{F_i} \quad (4.13)$$

$P_{i\text{Ziel}}$	...	Zielwert der Leistung am Knoten $i$
$P_i$	...	Leistung am Knoten $i$
$P_k$	...	Gesamte Leistung der Gruppe $k$
$i_k$	...	Anzahl der Knoten in Gruppe $k$
$P_{\text{MS}}$	...	Anliegende Leistung im vorgelagerten Mittelspannungsnetz
$R_{i\text{min}}$	...	Geringste Resistanz des Knotens $i$ zum ON-Transformator
$R_{\Sigma}$	...	Summe aller $R_{i\text{min}}$ für alle Knoten im betrachteten NS-Netz

Der Term  $E_i$  beinhaltet den Beitrag des Knotens, welchen dieser für eine autarke Gruppe zu leisten hat. Durch die darin inbegriffene Reduzierung der Leitungsresistanz zwischen Erzeugung und Verbrauch (siehe Abschnitt 4.3.1) werden direkt und indirekt die Belastungsgrenzen des Niederspannungsnetzes eingehalten. Zudem werden durch diese Verringerung des Leistungsflusses die Leitverluste maßgeblich reduziert. Ein zweiter Term  $F_i$  beschreibt den Beitrag eines Knotens, welchen dieser zur Zielerfüllung eines vorgegebenen Leistungsflusses mit der vorgelagerten Mittelspannungsebene leisten muss.

Im Folgenden sind beide Terme einzeln detailliert dargestellt.

**Gruppenbeitrag des Knotens:** Das Ziel von Term  $E_i$  ist, den Leistungsfluss innerhalb einer Gruppe unabhängig von anderen Gruppen zu gestalten. Dieser autarke Ansatz wird durch die Differenz zwischen der Leistung am Knoten und der mittleren Leistung eines jeden Knotens in der Gruppe  $k$  umgesetzt. Wie in Gleichung 4.14 zu erkennen ist, ergibt sich im autarken Fall für die Summe dieser Differenz für eine Gruppe der Wert 0.

$$\sum_{i=1}^{i=j} E_i = \sum_{i=1}^{i=j} \left( P_i - \frac{P_k}{i_k} \right) = 0, \text{ wobei Knoten } 1 \dots j \in \text{Gruppe } k \quad (4.14)$$

$E_i$	...	Term zum Gruppenbeitrag eines Knotens $i$
$P_i$	...	Leistung am Knoten $i$
$P_k$	...	Gesamte Leistung der Gruppe $k$
$i_k$	...	Anzahl der Knoten in Gruppe $k$

### Beitrag des Knotens zum Leistungsfluss mit dem MS-Netz: Der

Leistungsbeitrag, welchen jeder Knoten zum Erreichen eines vorgegebenen Leistungsflusses mit der Mittelspannungsebene leisten soll, wird anhand der Lage des Knotens im Niederspannungsnetz festgelegt. In Anlehnung an klassische Wegeoptimierungen wird die Verbindung eines Knotens zum Ortsnetztransformator gesucht, welche den geringsten Resistanzwert besitzt. Durch das Verhältnis dieses Wertes bezogen auf die Summe aller Resistanzen, welche die Verbindungen der Knoten zum Ortsnetztransformator besitzen, wird die anliegende Mittelspannungsleistung auf die Knoten aufgeteilt. Liegt ein Knoten sehr nahe am Ortsnetztransformator, so soll dieser einen hohen Beitrag zum Leistungsfluss mit der Mittelspannungsebene gewährleisten.

Das positive Vorzeichen ist hier durch die Anwendung des Verbraucherzählpeilsystems zu begründen. In dem Fall, dass die anliegende Leistung aus der Mittelspannungsebene verbraucht werden soll, fungiert das Niederspannungsnetz als großer Verbraucher. Die anliegende Leistung aus der Mittelspannungsebene wird somit positiv. In diesem Fall soll jeder Knoten im Netz ein positives Anreizsignal (siehe Definition nach Gleichung 4.1) erhalten.



Die analoge Vorgehensweise kann im Falle einer Leistungsbereitstellung für die Mittelspannungsebene mit negativen Vorzeichen angewendet werden.

Basierend auf Gleichung 4.7, in welcher das Anreizsignal als Proportionalitätsfaktor zwischen Knotenleistung und notwendiger Leistungsdifferenz gesehen wird, kann das Anreizsignal des clusterbasierten Managementansatzes wie folgt definiert werden (siehe Gleichung 4.15):

$$\kappa_{Ri} = -\frac{P_k}{P_i \cdot i_k} + \frac{P_{MS}}{P_i} \cdot \left(1 - \frac{R_{i\min}}{R_{\Sigma}}\right) \quad (4.15)$$

$\kappa_{Ri}$	...	Clusterbasiertes Anreizsignal am Knoten $i$
$P_i$	...	Leistung am Knoten $i$
$P_k$	...	Gesamte Leistung der Gruppe $k$
$i_k$	...	Anzahl der Knoten in Gruppe $k$
$P_{MS}$	...	Anliegende Leistung im vorgelagerten Mittelspannungsnetz
$R_{i\min}$	...	Geringste Resistanz des Knotens $i$ zum ON-Transformator
$R_{\Sigma}$	...	Summe aller $R_{i\min}$ für alle Knoten im betrachteten NS-Netz

Auch dieses Anreizsignal wird, analog zum verlustoptimierten Managementansatz, für jeden Knoten individuell bestimmt. Das definierte Anreizsignal ist dabei lediglich als ein Baustein in dem gesamten Management zu sehen. Aufbauend darauf zeigt der folgende Abschnitt die Integration dieses clusterbasierten Ansatzes in die komplexe Managementstruktur.

### 4.3.3. Integration in die Managementstruktur

Bei der Anwendung des clusterbasierten Managementansatzes müssen zunächst weitere Randbedingungen festgelegt werden. Wie bereits in Kapitel 2 erläutert, können sich an einem Knoten eine Vielzahl unterschiedlicher Erzeuger-, Verbraucher- oder Speichersysteme befinden. Um die Reaktion des Knotens auf das Anreizsignal testen zu können,

aber auch, um eine mögliche Nichtreaktion eines Knotens vorauszusehen, werden für jeden Knoten die Randbedingungen in Hinblick auf ein mögliches Speichervermögen definiert. Mittels dieses Speichervermögens wird eine deutlich flexiblere Reaktion der Knoten auf das Anreizsignal möglich.

In Abbildung 4.12 ist schematisch die Veränderung des Anreizsignals mit Hilfe des Speichervermögens und der Reaktion der Knoten dargestellt.

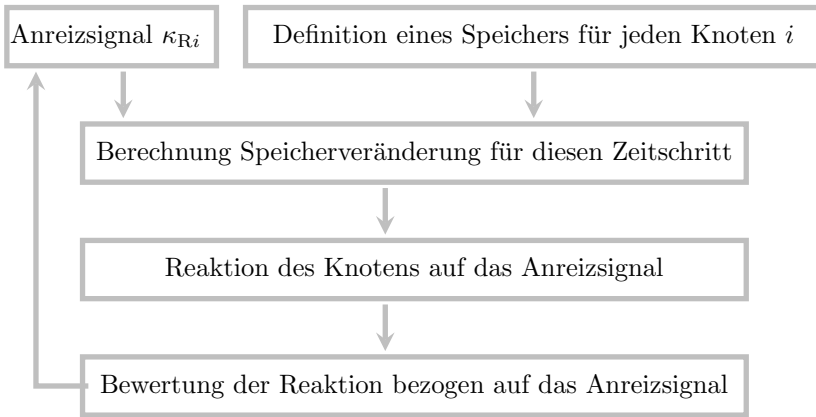


Abbildung 4.12.: Übersicht über die Integration des clusterbasierten Ansatzes in die Managementstruktur

Das unter 4.3.2 definierte Anreizsignal  $\kappa_{Ri}$  und die damit einhergehende gewünschte Reaktion des Knotens wird mit dem aktuellen Speichervermögen des Knotens und somit der Reaktionsfähigkeit des Knotens verglichen. Das Speichervermögen wird dabei in Abhängigkeit vom aktuellen Leistungsbedarf oder der aktuell zur Verfügung stehenden Leistung von Zeitschritt zu Zeitschritt angepasst. An dieser Stelle

wird ersichtlich, ob der Knoten in dem gewünschten Maße reagieren kann, eine teilweise Reaktion möglich ist, oder ob der Knoten nicht in der Lage ist, auf das Anreizsignal zu reagieren. Ein Vergleich zwischen der vom Anreizsignal vorgeschlagenen Leistungsdifferenz und der sich einstellenden Leistungsdifferenz ermöglicht dabei Annahmen auf das Anreizsignal für den nächsten Zeitschritt. Bei mehrfachem Nichtreagieren wird das Anreizsignal des entsprechenden Knotens sowie das seiner Gruppenmitglieder derart angepasst, dass die Nichtreaktion beachtet wird und dennoch die definierten Zielvorgaben eingehalten werden können. Zudem wird durch diesen zugrundeliegenden Selbstlernerneffekt die Wahrscheinlichkeit deutlich erhöht, die Zielvorgaben durch die aktiven Knoten zu gewährleisten.

Die Anwendung dieses clusterbasierten Managementansatzes sowie die Bewertung des Ansatzes in Hinblick auf die in Abschnitt 2 formulierten Zielvorgaben stellt das anschließende Kapitel näher dar.



---

# **5. Anwendung des leistungsflussoptimierenden Energiemanagements**

## **5.1. Erstellung von Testszenarien**

### **5.1.1. Ausarbeitung von zu betrachtenden Netzparametern**

Die Anwendung des clusterbasierten Managementansatzes zur Leistungsflussoptimierung soll an verschiedenen Szenarien gezeigt werden. In diesen Szenarien werden neben den netztopologischen zudem erzeuger- und verbraucherabhängige Randbedingungen variiert. Niederspannungsnetze sind jedoch aufgrund ihrer verschiedenen netztopologischen sowie erzeuger- bzw. verbraucherabhängigen Ausprägungen nur mit hohem Aufwand in einzelnen Szenarien beschreibbar. Die bereits in Abschnitt 3.1.1 vorgestellten Arbeiten von KERBER [21] und SCHEFFLER [22] haben dazu bereits Klassifizierungen in Hinblick auf ausgewählte Netzparameter vorgenommen. Da eine vollständige Abdeckung aller möglichen Szenarien mit hohem Aufwand verbunden ist, werden in dieser Arbeit ausgewählte Szenarien untersucht. Hierzu wird auf der Grundlage der

genannten Arbeiten eine Auflistung von zu betrachtenden Netzparametern aufgestellt, die im Folgenden dargestellt ist.

**Versorgte Fläche** – Wohnfläche der versorgten Gebäude inklusive der Etagen

**Siedlungsdichte** – Anzahl der versorgten Haushalte im Niederspannungsnetz bezogen auf die Fläche des Netzgebietes

**Anschlussart** – Art des Anschlusses, wie zum Beispiel Hausanschluss, Straßenbeleuchtung, Werbetafeln, o.ä.

**Verbraucherart** – Art des Verbrauchsprofils, wie zum Beispiel Haushalt, Kleingewerbe, o.ä.

**Anzahl der Verbraucher** – Anzahl an Verbrauchern im Niederspannungsnetz

**Erzeugerart** – Erzeugungsprofil, wie zum Beispiel Photovoltaikanlagen oder Klein-KWK-Anlagen

**Anzahl der Erzeuger** – Anzahl an Erzeugern pro Niederspannungsnetz

**Netzform** – Netztopologie des Niederspannungsnetzes, wobei hier nach Strahlen-, Ring- und Maschennetz unterschieden wird

**Lastangriffsfaktor** – Verteilung des Verbrauchs über einen Netzstrahl, vergleichbar mit der Streckenlast

**Spannungsqualität** – Spannungsabfälle sowie kurz- und langfristige Spannungsänderungen (u.a. nach DIN EN 50160)

**Kennwerte des Ortsnetztransformators** – Typischen Kennwerte von Ortsnetztransformatoren, wie Bemessungsscheinleistung und Kurzschlussspannung

**Abgänge am Ortsnetztransformator** – Anzahl an Hauptstrahlen, welche vom Ortsnetztransformator das Netzgebiet versorgen

**Anzahl der Ortsnetztransformatoren** – Anzahl an Ortsnetztransformatoren pro Ortsnetzstation

**Leiterart der Netzstrahlen** – Art und den Querschnitt der Netzstrahlen

**Länge der Hauptstrahlen** – Länge der vom Ortsnetztransformator abgehenden Hauptstrahlen

**Anzahl der Nebenstrahlen** – Anzahl der von den Hauptstrahlen abzweigenden Nebenstrahlen

**Länge der Nebenstrahlen** – Länge der von den Hauptstrahlen abzweigenden Nebenstrahlen

**Anzahl der Hausanschlüsse** – Anzahl von Hausanschlüssen, welche von einem Niederspannungsnetz versorgt werden

**Leiterart der Hausanschlüsse** – Leitungsart und den Leitungsquerschnitt der Hausanschlussleitung

**Länge der Hausanschlüsse** – Länge der Hausanschlussleitung vom Netzverknüpfungspunkt (z.B. T-Abzweig am Neben- oder Hauptstrahl) zum Hausanschlusskasten

Schon in dieser Auflistung wird ersichtlich, dass eine Variation aller dieser beeinflussenden Netzparameter hinsichtlich ihres Betrages mit hohem Aufwand möglich ist. Bei einer detaillierten Betrachtung ist zu erkennen, dass einige der dargestellten Netzparameter sich gegenseitig beeinflussen oder direkt voneinander abhängen. Durch eine Bewertung dieser Netzparameter hinsichtlich ihrer gegenseitigen Abhängigkeiten ist es möglich, die am stärksten beeinflussenden Netzparameter, welche ein Niederspannungsnetz beschreiben, herauszustellen.

Für diese Bewertung werden die ausgewählten Netzparameter mit Hilfe der aus der Ökonomie bekannten Sensitivitätsanalyse im Rah-

men der Szenariotechnik (u. a. DÖNITZ [52]) untersucht. Dabei werden die zu untersuchenden Netzparameter in einer Vernetzungsmatrix miteinander verglichen. Ein Ausschnitt aus der für den vorliegenden Fall aufgestellten Vernetzungsmatrix ist in Tabelle 5.1 angegeben.

Tabelle 5.1.: Ausschnitt aus der Vernetzungsmatrix zur Bewertung von ausgewählten Netzparametern

NETZPARAMETER	LÄNGE HAUPTSTRAHLEN	SIEDLUNGS- DICHTHE	NETZFORM	$\Sigma_{\text{aktiv}}$
Länge Hauptstrahlen	–	0	1	1
Siedlungsdichte	2	–	1	3
Netzform	2	0	–	2
$\Sigma_{\text{passiv}}$	4	0	2	–

Bei der Erstellung dieser Vernetzungsmatrix werden die Abhängigkeiten zwischen einzelnen Netzparametern festgelegt. Im Allgemeinen kann die Bewertung in beliebige Wichtungsintervalle unterteilt werden. Es zeigt sich jedoch, dass die Wahrscheinlichkeit für eine Fehlbeurteilung bei einer starken Untergliederung zunimmt. In dem hier beschriebenen Fall wird eine dreiteilige Wichtung der Abhängigkeit beziehungsweise Beeinflussung implementiert. Der Wert 0 beschreibt keine Abhängigkeit, der Wert 1 nur eine indirekte Abhängigkeit oder Beeinflussung und der Wert 2 beschreibt eine starke Abhängigkeit und einen direkten Einfluss.

Anhand des Beispiels der zwei Netzparameter Siedlungsdichte und Länge der Hauptstrahlen soll die Vorgehensweise bei der Bewertung dargelegt werden. Bei der Bewertung ist ein zeilenweises Vorgehen zu empfehlen. So ist in der Zeile des Netzparameters Länge Hauptstrahlen im Bezug auf die Siedlungsdichte folgende Bewertungsfrage zu beant-



worten: *Beeinflusst die Länge der Hauptstrahlen die Siedlungsdichte?* Dies wird mit dem Wert 0 als nicht beeinflussend bewertet. In der Folgezeile ist nun die Frage zu stellen: *Beeinflusst die Siedlungsdichte die Länge der Hauptstrahlen?* Hier ist eine starke Abhängigkeit zu erkennen und demnach ein Wert von 2 zu vergeben. Mit dieser Vorgehensweise der dreiteiligen Wichtung werden alle Netzparameter bewertet. Das Ergebnis in Form einer kompletten Vernetzungsmatrix ist im Anhang B angegeben.

Schon bei dieser dreiteiligen Wichtung unterliegt die Bewertung der einzelnen Abhängigkeiten den oben beschriebenen Problem der Fehlbewertung durch subjektive Betrachtung. Aus diesem Grunde empfiehlt DÖNITZ [52], die Vernetzungsmatrix von mehreren voneinander unabhängigen Fachpersonen erstellen zu lassen und schließlich in einer Gruppendiskussion zu finalisieren.

Als Ziel der Vernetzungsmatrix bilden sich durch zeilenweises Aufsummieren eine Aktivsumme  $\sum_{\text{aktiv}}$  und durch spaltenweise Summierung eine Passivsumme  $\sum_{\text{passiv}}$  aus.

Die eigentliche Bewertung der Netzparameter erfolgt in einer grafischen Darstellung der beschriebenen Aktivsumme in Abhängigkeit zur Passivsumme, was als Systemgrid bezeichnet wird. In Abbildung 5.1 ist für die ausgewählten Netzparameter das entsprechende Systemgrid dargestellt.

Die entstehende Häufung von Punkten wird dabei durch zwei Trennlinien in vier Quadranten unterteilt. Die Koordinaten der Trennlinien werden durch das Verhältnis zwischen der Summe aller Aktiv- oder Passivsummen und der Anzahl der betrachteten Netzparameter festgelegt. Mit Hilfe dieser Trennlinien wird das Systemgrid in einen aktiven,

Aktivsumme  $\sum_{\text{aktiv}}$

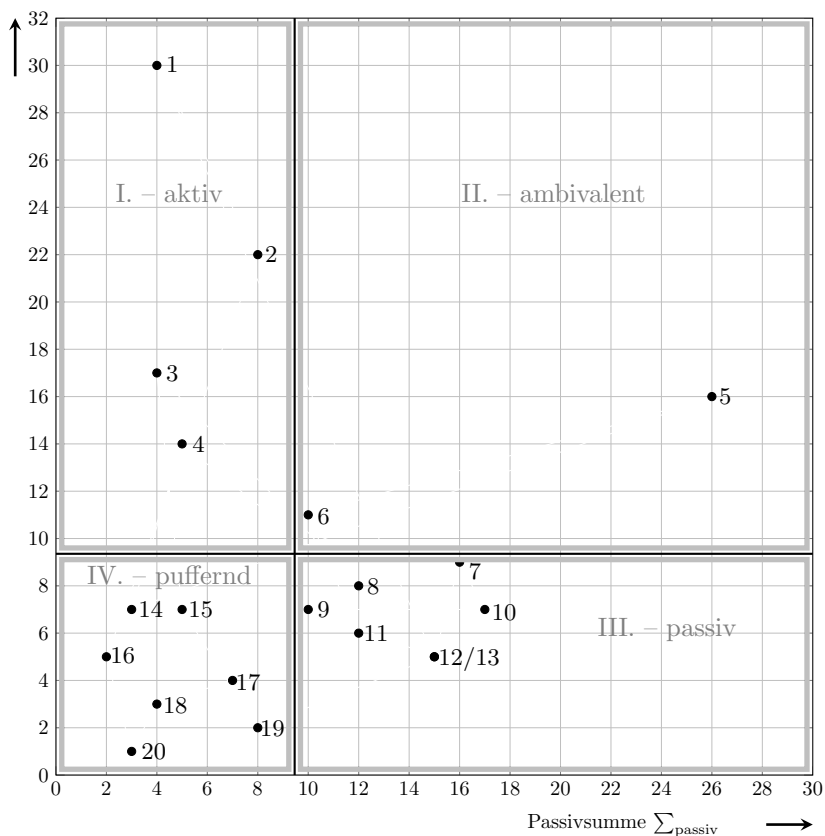


Abbildung 5.1.: Systemgrid (Aktivsumme  $\sum_{\text{aktiv}}$  in Abhängigkeit der Passivsumme  $\sum_{\text{passiv}}$ ) zur Bewertung von Netzparametern

einen ambivalenten, einen puffernden und einen passiven Teil geteilt [52].

Durch diese vier Quadranten wird es möglich, eine Hierarchie der ausgewählten Netzparameter zu beschreiben. Die priorisierten Netzparameter sind dabei solche, welche einen hohen Einfluss auf andere Netzparameter haben, jedoch selbst nur sehr gering von anderen Netzparametern beeinflusst werden. Dies spiegelt sich in einer hohen Aktivsumme und einer geringen Passivsumme wider. Die entscheidenden Netzparameter sind somit jene, welche im Quadranten I. – aktiv zu finden sind. In Tabelle 5.2 sind die ausgewählten Netzparameter in Anlehnung an das Systemgrid hinsichtlich ihres Einflusses auf die Niederspannungsebene kategorisiert und entsprechend hierarchisiert. Die Zuweisung der Nummern entspricht dabei der Nummerierung im Systemgrid (siehe Abbildung 5.1).

Aus dieser Sensitivitätsanalyse wird deutlich, dass der Aufbau von Niederspannungsnetzen maßgeblich von der Siedlungsdichte und damit verbunden der versorgten Fläche sowie der Anzahl von Verbrauchern und Erzeugern beeinflusst wird. Die für Tests des clusterbasierten Leistungsflussmanagements benötigten Szenarien werden nun in Abhängigkeit von der Siedlungsdichte sowie von der Variation von Verbrauchern und Erzeugern realisiert.

Tabelle 5.2.: Zuordnung der ausgewählten Netzparameter zu den Quadranten des Systemgrids

AKTIV	AMBIVALENT	PASSIV	PUFFERND
Siedlungsdichte (1)	Spannungsqualität (5)	Länge der Hauptstrahlen (7)	Erzeugerart (14)
Anzahl der Verbraucher (2)	Netzform (6)	Anzahl der Hausanschlüsse (8)	Anzahl der ON-Trafos (15)
Versorgte Fläche (3)		Verbraucherart (9)	Anzahl der Nebenstrahlen (16)
Anzahl der Erzeuger (4)		Länge der Hausanschlüsse (10)	Länge der Nebenstrahlen (17)
		Anzahl der Abgänge am ON-Trafo (11)	Lastangriffsfaktor (18)
		Anschlussart (12)	Leitungsart der Nebenstrahlen (19)
		Leitungsart der Hausanschlüsse (13)	Kennwerte der ON-Trafos (20)

---

### 5.1.2. Auswahl von geeigneten Szenarien

Vor dem Hintergrund der unter Abschnitt 5.1.1 herausgearbeiteten Netzparameter, welche den größten Einfluss auf die Niederspannungsnetze besitzen, werden nun entsprechende Szenarien erstellt. Als dominierender Netzparameter ist die Siedlungsdichte anzusehen. Durch eine Variation der Siedlungsdichte werden indirekt sehr viele weitere Netzparameter, welche die Netztopologie sowie die Erzeuger- und Verbraucherstruktur betreffen, ebenfalls verändert.

Aus diesem Grund fiel bei der Auswahl geeigneter Szenarien die Entscheidung auf zwei Niederspannungsnetze mit stark unterschiedli-

cher Siedlungsdichte. Konkret trifft dies auf ein städtischen Niederspannungsnetz mit dichter Besiedlung und einem ländlichen Niederspannungsnetz mit dünner Besiedlung zu. In Tabelle 5.3 werden beide Niederspannungsnetze in Hinblick auf verschiedene Netzparameter miteinander verglichen.

Tabelle 5.3.: Überblick über einige Netzparameter von städtischem und ländlichem Niederspannungsnetz [53]

NETZPARAMETER	STÄDTL. NS-NETZ	LÄNDL. NS-NETZ
Siedlungsdichte	8.665 Einwohner/km <sup>2</sup>	136 Einwohner/km <sup>2</sup>
Bemessungsleistung ON-Trafo	630 kVA	250 kVA
max. Leitungslänge	200 m	1.400 m
Anzahl versorgter Haushalte	ca. 900	ca. 200

Es wird dabei deutlich, wie sich vorwiegend die netztopologischen Netzparameter in Abhängigkeit von der Siedlungsdichte verändern.

Als weitere einflussreiche Netzparameter ist unter Abschnitt 5.1.1 das Mengenverhältnis von Verbraucher und Erzeuger herausgearbeitet worden. In den Niederspannungsnetzsimulationen wird dieses durch eine Variation der Leistung am Knoten abgebildet. Wie in Abschnitt 3.2 detailliert beschrieben, sind als Erzeuger in der Niederspannungsebene überwiegend Photovoltaikanlagen zu erwarten. Die Leistung an den Knoten wird in verschiedenen Szenarien durch die jeweils zur Verfügung stehende Photovoltaik-Anschlussleistung variiert. Als eine Photovoltaik-Anschlussleistung von 100 % ist dabei der Fall definiert, in dem alle Dachflächen im Versorgungsgebiet durch Photovoltaikanlagen genutzt werden. Auf Grundlage dieser Annahme werden ein 85-Prozent-

Szenario, ein 50-Prozent-Szenario sowie ein aktuell realitätsnahes 15-Prozent-Szenario erstellt.

Pro Szenario wird ein Tag simuliert. Durch die Nutzung von fluktuierenden Verbrauchsprofilen (siehe Abschnitt 3.2.2) wird so auch eine entsprechende Variation der Verbrauchsleistung berücksichtigt.

Zusammenfassend ergeben sich sechs verschiedene Szenarien (siehe Tabelle 5.4), an welchen der clusterbasierte Managementansatz getestet wird.

Tabelle 5.4.: Übersicht über die Zusammensetzung ausgewählter Szenarien

SZENARIO	STÄDTL. NETZ	LÄNDL. NETZ	$P_{PV,15\%}$	$P_{PV,50\%}$	$P_{PV,85\%}$
SZ1	X	–	X	–	–
SZ2	X	–	–	X	–
SZ3	X	–	–	–	X
SZ4	–	X	X	–	–
SZ5	–	X	–	X	–
SZ6	–	X	–	–	X

### 5.1.3. Zufällige Reaktion der Knoten

Neben den beschriebenen sechs Szenarien ist zudem von Interesse, welchen Einfluss die Anzahl an reagierenden Knoten auf das Erreichen der formulierten Zielvorgaben durch das Energiemanagement besitzt. Aus diesem Grund werden die Szenarien durch eine Variation der Reaktion der Knoten ergänzt.

Hierzu wird mit Hilfe der Monte-Carlo-Simulation eine Reaktion oder Nichtreaktion des Knotens auf das Anreizsignal zufällig simuliert

[54]. Umgesetzt wird dies durch die Zuweisung von gleichverteilten Zufallszahlen zu jedem Knoten. In einem weiteren Schritt wird ein Intervall definiert, welches die Knoten festlegt, die reagieren sollen. Mit Hilfe dieser Zuweisung kann je nach Definition eine anteilig unterschiedliche Reaktion der im Netz befindlichen Knoten simuliert werden. Zu beachten ist weiterhin, dass in dieser Arbeit nur ein Reagieren oder Nichtreagieren vorgesehen ist. Ein teilweises Reagieren, wie es zum Beispiel bei einem steuerbaren Verbraucher zu beobachten wäre, wird nicht beschrieben. Aufgrund der zufälligen Verteilung der Zahlen wird diese Zuweisung mehrmals wiederholt, um mit gewisser Sicherheit Aussagen über das Erreichen der formulierten Zielvorgaben treffen zu können.

Die hierauf folgenden Auswertungen werden auf der Basis der in Abschnitt 5.1.2 ausgewählten Szenarien zunächst für eine Reaktion von 100 % der Knoten durchgeführt. In einer weiteren Untersuchung wird die Reaktion von 30 %, 50 % und 70 % der Knoten simuliert und die Auswirkung auf das Verhalten des Energiemanagements gezeigt.

## **5.2. Einsatz des Energiemanagements in zukünftigen Niederspannungsnetzstrukturen**

### **5.2.1. Interaktion der Knoten in den Gruppen**

Das vorgestellte Energiemanagement mit der clusterbasierten Leistungsfloptimierung verfolgt unter anderem das Ziel, dass sich die entstehenden Gruppen möglichst autark versorgen, um somit eine verbrauchsnahe Erzeugung beziehungsweise einen erzeugernahen Verbrauch zu realisieren. Dies soll anhand Szenario 3 (städtisches Niederspannungs-

netz mit 85% der nutzbaren Dachfläche als Photovoltaikanlage) gezeigt werden. Hierzu wird zudem festgelegt, dass kein Energieaustausch zur vorgelagerten Mittelspannungsebene erfolgen soll, wodurch das Streben der Gruppen nach Autarkie direkt gezeigt werden kann. In Abbildung 5.2 wird für einen ausgewählten Zeitraum am Nachmittag das Verhalten von fünf in einer Gruppe befindlichen Knoten gezeigt.

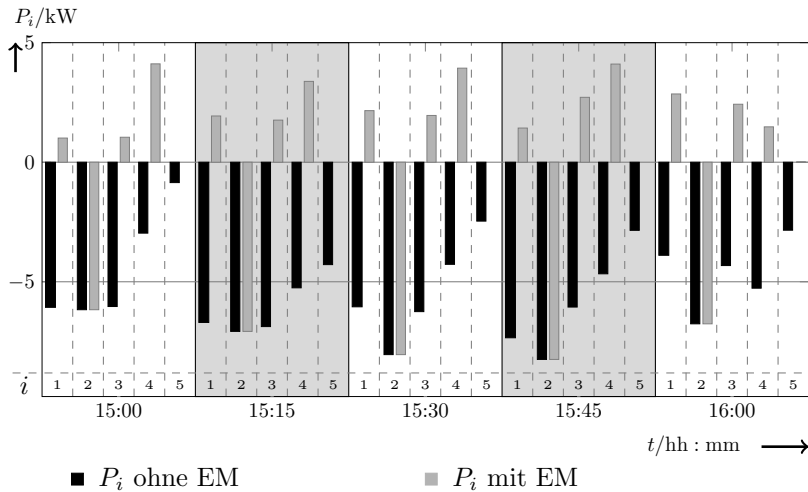


Abbildung 5.2.: Verhalten der Leistung  $P_i$  einzelner Knoten  $i$  einer Gruppe im autarken Netzbetrieb mit und ohne Energiemanagement (EM) am Beispiel von 5 Zeitschritten

Die schwarzen Balken stellen dabei die Ausgangssituation in der Gruppe dar. Da es sich um einen Sommertag handelt und der Grad der Durchdringung mit Photovoltaikanlagen in diesem Szenario mit 85 % sehr hoch ist, sind zunächst alle Knotenleistungen negativ und erzeugen Elektroenergie.



Bei der Anwendung des Energiemanagements (dargestellt durch den grauen Balken) wird deutlich, wie sich die einzelnen Knoten verhalten. Während Knoten 2 in seiner Leistung konstant bleibt (schwarzer und grauer Balken sind konstant), reagieren die restlichen vier Knoten, um ein autarkes Gruppenverhalten zu realisieren. Das Nichtreagieren von Knoten 2 kann zum Beispiel auf einen fehlenden Speicher oder einen vollgeladenen Speicher zurückgeführt werden.

Knoten 5 bekommt durch das Energiemanagement das Ziel, für sich selbst autark zu sein und die Knotenleistung von 0 kW zu erreichen. Solch eine Handlung basiert auf der Verlustoptimierung, da dieser Knoten durch eine hohe Leitungsresistanz zu den anderen Knoten verbunden ist.

Bei der Addition der grauen Balken wird deutlich, dass sich die Gruppe in diesem Fall autark verhält, wie es angestrebt war. Dieses Verhalten ist vom Verbrauch, von der verfügbaren dezentralen Erzeugung und Speicherkapazität sowie dem Grad der Durchdringung mit reagierenden Knoten im Niederspannungsnetz abhängig.

### 5.2.2. Erhöhung der möglichen dezentralen Erzeugungsleistung

Ein definiertes Ziel des Energiemanagements ist die Erhöhung des Anteils dezentraler Erzeugung im Niederspannungsnetz unter Einhaltung der Belastbarkeit der Betriebsmittel sowie des Spannungsbandes. In diesem Kontext wird das auf der Grundlage einer clusterbasierten Leistungsflussoptimierung entwickelte Energiemanagement anhand ausgewählter Szenarien unterschiedlich starker Durchdringung mit Photovoltaikanlagen eingesetzt. Abbildung 5.3 zeigt die Reaktion dieses clusterbasierten Energiemanagements an einem Sommertag für ein städtisches

Niederspannungsnetz. Es wird in diesem Fall angenommen, dass alle Knoten reagieren und jeder Knoten eine Speicherkapazität von 10 kWh besitzt. Weiterhin ist in den folgenden Szenarien definiert, dass ein Energieaustausch mit dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz nicht angestrebt wird.

Während in Szenario 1 lediglich 15 % der nutzbaren Dachfläche für Photovoltaikanlagen Verwendung finden, beträgt dieser Wert in Szenario 2 50 % und in Szenario 3 85 %. Es zeigt sich deutlich, wie die Leistung am Ortsnetztransformator, welche ohne Energiemanagement von Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen geprägt ist, durch das Energiemanagement reduziert wird. Am Szenario 3 kann auf diesem Wege eine Erzeugungsleistung von 1,6 MW im städtischen Niederspannungsnetz angeschlossen werden, obwohl der Ortsnetztransformator lediglich eine Bemessungsscheinleistung von 630 kVA besitzt.

Anhand der drei dargestellten Szenarien kann der prinzipielle Einsatz der durch das Energiemanagement zur Verfügung stehenden Speicherkapazität gezeigt werden. Die Ausgangslage beinhaltet eine Ladung der Speicher von lediglich 10 %, da davon ausgegangen werden kann, dass der größte Teil der gespeicherten Elektroenergie an den Abendstunden zur Verbrauchsreduzierung benötigt wird. Mit dieser Anfangsladung werden zunächst die notwendigen Verbraucher versorgt. Nach der Verwendung der Anfangsladung steigt die Leistung am Ortsnetztransformator nahezu auf den ursprünglichen Wert ohne Energiemanagement an. Der geringe Unterschied lässt sich auf das Verhalten des gruppenbasierten Energiemanagements zurückführen, wobei Knoten, welche aufgrund ihrer Lage sehr große Verlustleistungen erzeugen, ein Signal für Autarkie erhalten.

Mit steigender Erzeugung durch Photovoltaikanlagen in den Morgenstunden macht sich der Einsatz der Speicher und das Erreichen

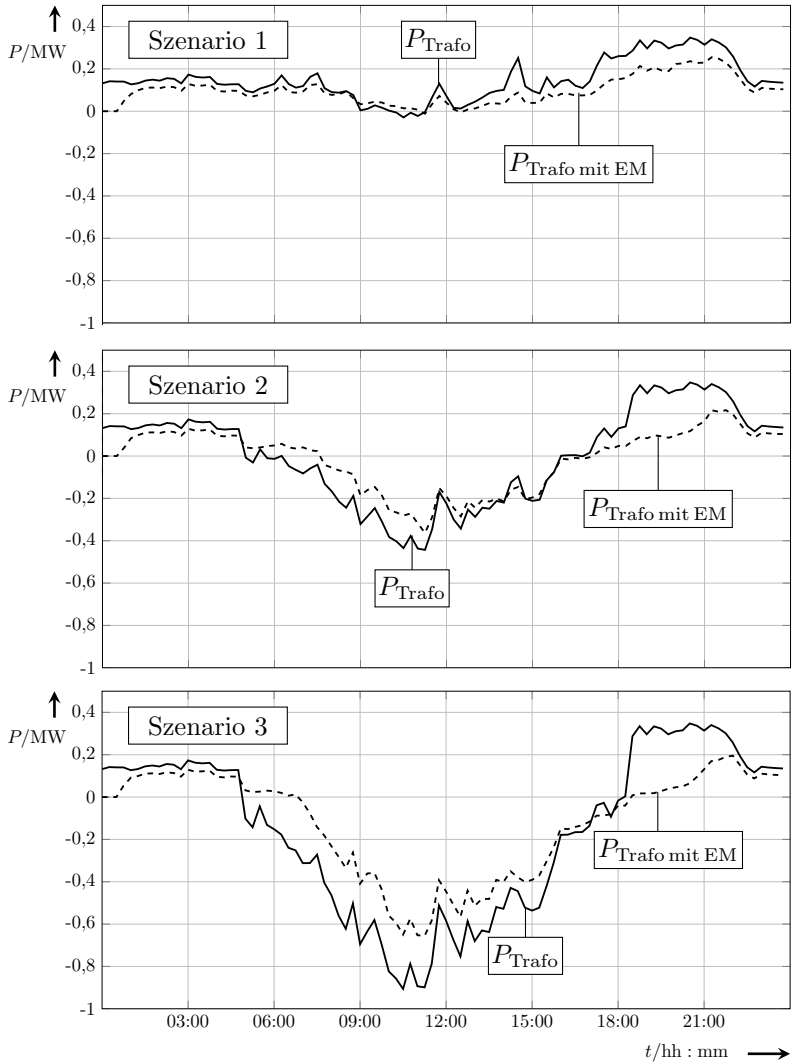


Abbildung 5.3.: Tagesverläufe der Leistung am Ortsnetztransformator  $P_{\text{Trafo}}$  und deren Reaktion auf des Energiemanagement (EM)  $P_{\text{Trafo mit EM}}$  bei unterschiedlich starker Durchdringung mit dezentraler Photovoltaikerzeugung

des vom Mittelspannungsnetz losgelösten Netzbetriebes bemerkbar. Zu Beginn nähert sich die Leistung am Ortsnetztransformator (mit Energiemanagement) dem Wert 0 kW an, bevor die Speicherkapazität ausgeschöpft ist. Durch die Nutzung der Speicherkapazität wird die Reduzierung des Maximalwertes der Rückspeisung in die Mittelspannungsebene erreicht und die Einbindung der oben beschriebenen Erzeugungsleistung in einem Niederspannungsnetz realisiert. Zum Abend hin wird folglich die gespeicherte Energie zur Versorgung der Verbraucher im Niederspannungsnetz genutzt. Zunächst wird daher wieder der vom Mittelspannungsnetz unabhängige Netzbetrieb angestrebt. Wiederum wird deutlich, dass durch den Einsatz der dezentralen Speichertechniken auch eine Reduzierung der Verbrauchsspitzen zu den Abendzeiten möglich ist. Mit dem Ausschöpfen der gespeicherten Energie nähert sich der Verlauf am Ende des Tages dem ursprünglichen Verhalten an.

Im Vergleich des Verhaltens zwischen Erzeugung und Verbrauch im Niederspannungsnetz wird deutlich, wie sich der Leistungsfluss durch das Energiemanagement verändert. In Abbildung 5.4 wird dies für das Szenario 2 anhand der Leistung von Verbrauch und Erzeugung am Ortsnetztransformator im städtischen Niederspannungsnetz dargestellt.

Durch das Laden der Speicherkapazitäten zu diesen Erzeugungsspitzenzeiten wird der Maximalwert der Erzeugungsleistung durch das Energiemanagement entsprechend reduziert. Eine Überschreitung der Belastbarkeit der Betriebsmittel wird somit ausgeschlossen.

Der nahezu unveränderte Verbrauch während des Ladens der Speicher zu den Vormittags- und Mittagsstunden lässt sich dadurch begründen, dass die zur Verfügung stehende Energie aus Photovoltaikanlagen zumeist ohne Abgabe ans Netz direkt im hausinternen Speicher verwendet wird. Wenn die Speicher geladen sind, wird die Photovoltaikerzeugung zur Reduzierung des Verbrauchs verwendet, wodurch die

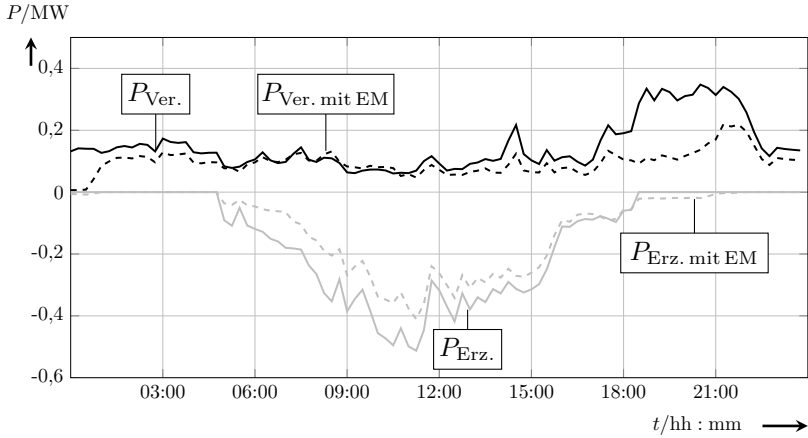


Abbildung 5.4.: Tagesverläufe von Verbrauchsleistung  $P_{Ver.}$  und Erzeugungsleistung  $P_{Erz.}$  im Niederspannungsnetz und deren Reaktion auf das Energiemanagement (EM)  $P_{Ver. \text{ mit EM}}$  bzw.  $P_{Erz. \text{ mit EM}}$  am Beispiel Szenario 2

Reduzierung am Nachmittag zu begründen ist. In den Abendstunden wird nur in wenigen Fällen der Speicher als Erzeuger verwendet. In den meisten Fällen wird die gespeicherte Energie direkt im Haus verbraucht, was maßgeblich die Reduzierung der Verbrauchsspitzen bewirkt.

Die Spannungshaltung betreffend kann die verwendete clusterbasierte Leistungsflussoptimierung nicht die angestrebte Verbesserung bewirken, über den Tag hinweg das vorgegebene Spannungsband laut DIN EN 50160 zu erfüllen. Für das dargestellte Szenario 2 wird ohne und mit Energiemanagement das Spannungsband in 25 der 96 Viertelstundenwerte eines Tages nicht eingehalten. Mit Hilfe einer Kombination eines solchen Energiemanagements mit einem regelbaren Ortsnetz-

transformator könnte dieses Bewertungskriterium jedoch eingehalten werden.

In einer weiteren Betrachtung ist der Einfluss der individuellen Speicherkapazität eines jeden dezentralen Energieversorgungssystems auf das Verhalten des Energiemanagements zu untersuchen. Abbildung 5.5 zeigt die Veränderung der Leistung am Ortsnetztransformator durch das Energiemanagement, die durch den Einsatz einer Speicherkapazität von 5 kWh beziehungsweise 15 kWh pro dezentralem Energieversorgungssystem erreicht wird.

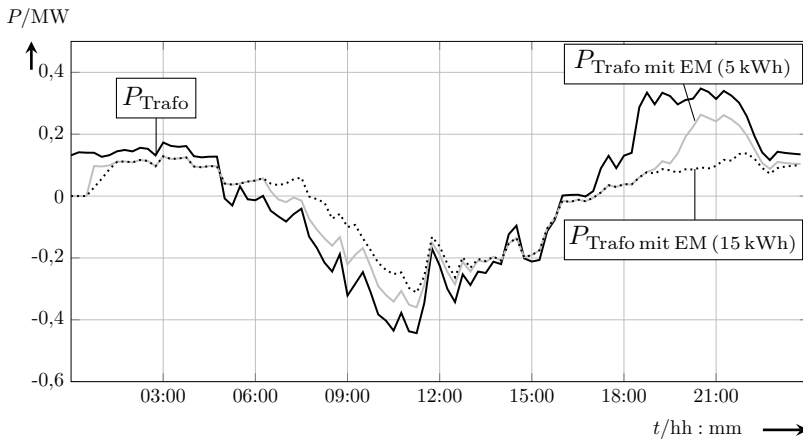


Abbildung 5.5.: Tagesverläufe der Leistung am Ortsnetztransformator  $P_{\text{Trafo}}$  sowie deren Reaktion auf das Energiemanagement (EM) in Abhängigkeit von der individuellen Speichergröße des dezentralen Energieversorgungssystems für 5 kWh  $P_{\text{Trafo mit EM (5 kWh)}}$  und 15 kWh  $P_{\text{Trafo mit EM (15 kWh)}}$

Die Veränderung dieser Speicherkapazität bewirkt zwei markante Effekte. Zum einen sinkt mit steigender Speicherkapazität die vom Netz aufzunehmende Erzeugungsleistung. Zum anderen sinken in diesem Fall auch die Verbrauchsspitzen am Abend.

Anhand dieser Grafik wird deutlich, dass selbst mit einer Speicherkapazität von 15 kWh pro Knoten, das heißt mit einer Gesamtspeicherkapazität von über 1 MWh, im hier ausgewählten städtischen Niederspannungsnetz ein autarker Netzbetrieb unabhängig vom Mittelspannungsnetz nicht möglich ist.

Die Summe der Speicherkapazität im Niederspannungsnetz kann neben der beschriebenen Variation der einzelnen Speicherkapazitäten aber auch durch die Variation der aktiven Knoten und somit der Anzahl der Speicher realisiert werden. Abbildung 5.6 und 5.7 zeigen für vier Grade unterschiedlich starker Durchdringung mit aktiven Knoten im Niederspannungsnetz die resultierende Leistung am Ortsnetztransformator.

Die Leistung am Ortsnetztransformator verhält sich, wie zu erwarten war, analog zur Variation der einzelnen Speicherkapazitäten. Mit zunehmender Anzahl an aktiven Knoten sinken die Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen. Die aktiven Knoten werden dabei zufällig im Niederspannungsnetz verteilt. Es kann zudem gezeigt werden, dass sich, unabhängig von der Lage der aktiven Knoten, die Leistung am Ortsnetztransformator in allen Szenarien nahezu gleichen und im Durchschnitt lediglich um circa ein Prozent voneinander abweichen.

Bei der Anwendung dieses Energiemanagements auf ein ländliches Netz konnte bei der Simulation der Szenarien 4, 5 und 6 ein ähnliches Verhalten abgebildet werden. Der entscheidende Unterschied besteht hierbei in den Randbedingungen. Die Anzahl der nutzbaren Dach-

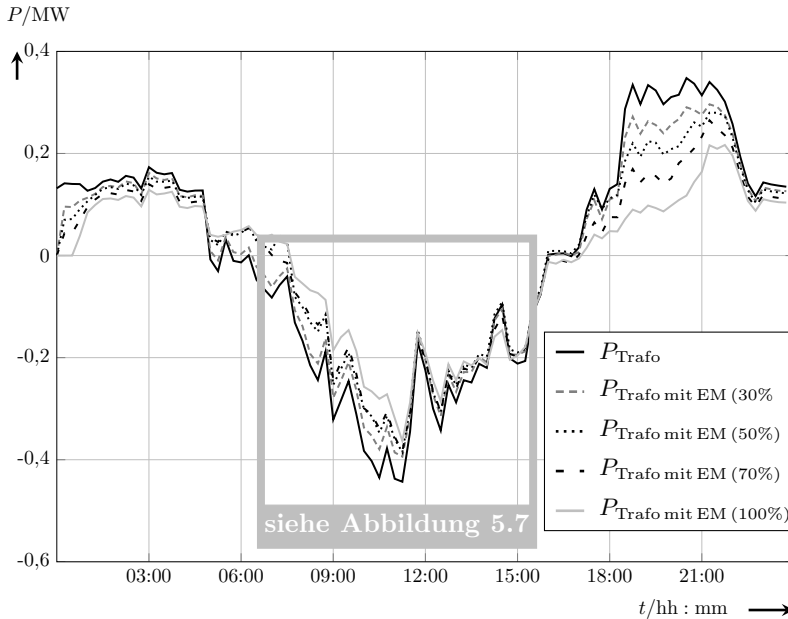


Abbildung 5.6.: Tagesverläufe der Leistung am Ortsnetztransformator  $P_{\text{Trafo}}$  sowie deren Reaktion auf das Energiemanagement (EM) in Abhängigkeit vom Grad der Durchdringung mit reagierenden Knoten beim Reagieren von 30 %  $P_{\text{Trafo mit EM (30%)}}$ , 50 %  $P_{\text{Trafo mit EM (50%)}}$ , 70 %  $P_{\text{Trafo mit EM (70%)}}$  und 100 %  $P_{\text{Trafo mit EM (100%)}}$  der Knoten

flächen im ausgewählten ländlichen Niederspannungsnetz ist im Vergleich zur Anzahl der Knoten geringer als im ausgewählten städtischen Niederspannungsnetz. Während im ausgewählten städtischen Niederspannungsnetz Dachflächen für Photovoltaikanlagen mit einer Anschlussleistung bis zu 1,9 MW zur Verfügung stehen, können in dem aus-



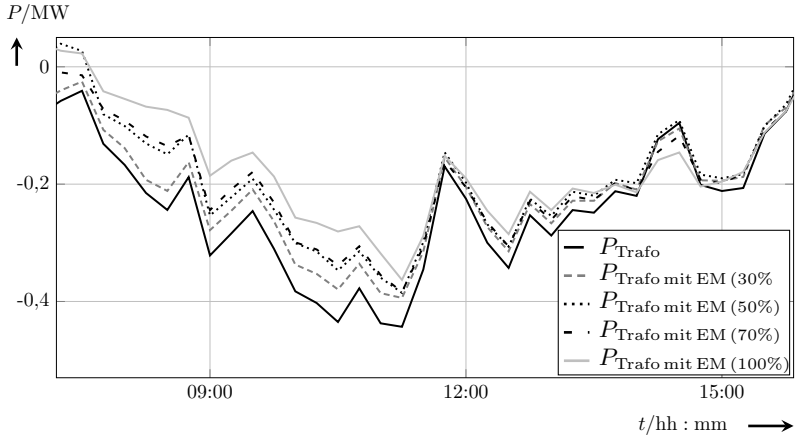


Abbildung 5.7.: Tagesverläufe der Leistung am Ortsnetztransformator  $P_{\text{Trafo}}$  sowie deren Reaktion auf das Energiemanagement (EM) in Abhängigkeit vom Grad der Durchdringung mit reagierenden Knoten beim Reagieren von 30 %  $P_{\text{Trafo mit EM (30%)}}$ , 50 %  $P_{\text{Trafo mit EM (30%)}}$ , 70 %  $P_{\text{Trafo mit EM (70%)}}$  und 100 %  $P_{\text{Trafo mit EM (100%)}}$  der Knoten – Ausschnitt

gewählten ländlichen Niederspannungsnetz lediglich 130 kW durch Photovoltaikanlagen bereitgestellt werden. Die Anzahl der Knoten ist hingegen fast doppelt so hoch, wobei hier im Gegensatz zum städtischen Niederspannungsnetz pro Hausanschluss in den meisten Fällen nur ein Haushalt versorgt wird. Bei einer angenommenen Speicherkapazität von 10 kWh pro Knoten wird ersichtlich, dass eine deutlich größere Wahrscheinlichkeit für einen vom Mittelspannungsnetz entkoppelten Netzbetrieb gegeben ist. Jedoch ist hierzu zu bemerken, dass im Gegensatz zum städtischen Niederspannungsnetz die durch Photovoltaikanlagen zur Verfügung stehende Elektroenergie für die Versorgung der Verbraucher in einem autarken, vom Mittelspannungsnetz entkoppelten Netzbetrieb oft nicht ausreichen würde.

Die unterschiedliche Erzeugungsleistung des städtischen und ländlichen Niederspannungsnetzes stellt hier jedoch lediglich ein Beispiel dar. In der Praxis können auch ländliche Netze mit einer hohen installierten Leistung an Erzeugern auftreten. Ebenso ist es in städtischen Netzen aufgrund vieler Abschattungseffekte sowie rechtlicher Rahmenbedingungen (Denkmalschutz, usw.) oftmals nicht gegeben, die nutzbaren Dachflächen entsprechend auszunutzen. Die ausgewählten Szenarien sollen lediglich einen Überblick über die Funktionsweise des Energiemanagements bieten.

Die durchgeführten Simulationen werden beispielhaft für Sommertage realisiert. Dies begründet sich mit der an diesen Tagen zur Verfügung stehenden dezentralen Erzeugungsleistung. Nur durch das Vorhandensein einer hohen dezentralen Erzeugungsleistung sowie Speicherkapazität kann die Funktionsfähigkeit des erarbeiteten Energiemanagements anschaulich gezeigt werden, was den Fokus der durchgeführten Arbeiten darstellt. Für eine Dimensionierung der notwendigen Speicher sowie Photovoltaikanlagen oder steuerbaren Verbraucher sind jedoch

detaillierte Betrachtungen ganzer Jahre notwendig. Auch eine individuelle und flexible Abbildung der Speicher ist dafür unabdingbar.

### 5.2.3. Reduzierung der Leitverluste

Neben der Erhöhung der dezentralen Erzeugung spielt die Reduzierung der Leitverluste im Niederspannungsnetz eine zentrale Rolle, auf welche sich das entwickelte Energiemanagement konzentriert. Wie bereits unter Abschnitt 4.2 beschrieben, sind als Leitverluste jene definiert, welche durch das Modell der Resistanzen der Leitungen abgebildet werden.

Mit Hilfe der sechs verschiedenen Szenarien konnte dabei die Auswirkung des Energiemanagements auf die Leitverluste gezeigt werden. In Tabelle 5.5 sind die berechneten Verlustenergiemengen basierend auf den oben beschriebenen Leitverlusten ohne und mit Energiemanagement für jeweils einen Tag angegeben.

Tabelle 5.5.: Übersicht über die Leitverluste in den simulierten Szenarien

SZENARIO	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ5	SZ6
Verlustenergie ohne EM						
$E_{\text{Verlust o. EM}}$ in kWh/d	0,019	0,080	0,399	0,016	0,013	0,176
Verlustenergie mit EM						
$E_{\text{Verlust m. EM}}$ in kWh/d	0,008	0,072	0,382	0,008	0,005	0,015
Differenz in %	-55,3	-9,8	-4,2	-50,8	-65,8	-91,6
Anteil am Gesamtenergieumsatz ohne EM in %	0,37	1,13	4,38	0,57	0,48	5,04
Anteil am Gesamtenergieumsatz mit EM in %	0,22	1,45	6,45	0,44	0,24	0,80

Bei der Betrachtung der Absolutwerte ist zu erkennen, dass durch das Energiemanagement die Verlustenergiemenge für alle simulierten Szenarien reduziert wird. In Hinblick auf die Höhe der Reduzierung muss jedoch zwischen ländlichem und städtischem Niederspannungsnetz differenziert werden.

Im städtischen Niederspannungsnetz ist bei einer geringen Durchdringung mit dezentralen Erzeugern (SZ1) die Verlustenergie im Vergleich zur reinen Verbrauchssituation ( $E_{\text{Verlust}} = 0,08 \text{ kWh/d}$ ) deutlich reduziert, während mit steigender Durchdringung eine geringere Reduzierung der Verlustenergie realisiert wird. Dies begründet sich mit der hohen Wahrscheinlichkeit der Rückspeisung in den Szenarien 2 und 3. In Fällen wie diesem hat das Energiemanagement keinen großen Einfluss auf die Reduzierung der Leitverluste, da für die Rückspeisung die vorhandenen Leitungen entsprechend genutzt werden.

Im ländlichen Niederspannungsnetz ist dieses Verhalten so nicht zu erkennen. Dies basiert auf dem bereits erwähnten Verhältnis zwischen Erzeugung und Verbrauch. In den genannten Szenarien ist aufgrund der geringen nutzbaren Dachfläche nur in sehr seltenen Fällen eine Rückspeisung möglich. Entsprechend werden die Verlustenergiemengen mit Hilfe des Energiemanagements durch die steigende dezentrale Erzeugung immer weiter reduziert. Bei einer hohen dezentralen Erzeugung kann durch das Energiemanagement nahezu eine Autarkie zwischen den Gruppen gewährleistet werden, wodurch die Leistungsflüsse im Niederspannungsnetz und dementsprechend auch die Leitverluste deutlich reduziert werden. Aufgrund der hohen Leitungslängen im ländlichen Niederspannungsnetz wirkt sich diese Gruppenbildung im Vergleich zum städtischen Niederspannungsnetz deutlich stärker auf die Reduzierung der Leitverluste aus.

Für regulatorische Bestimmungen werden die Verlustenergiemengen zumeist im Vergleich zum Gesamtenergieumsatz dargestellt. Für das ländliche Niederspannungsnetz ist, unabhängig vom Grad der Durchdringung mit dezentralen Erzeugern, eine deutliche Reduzierung des Anteils der Verlustenergie am Gesamtenergieumsatz zu nennen. Im städtischen Netz ist dies jedoch bei einer hohen dezentralen Erzeugung nicht gegeben, was unter anderem auf die Strategie des clusterbasierten Energiemanagements zurückzuführen ist. Durch den Einsatz der zur Verfügung stehenden Speicherkapazitäten wird der Gesamtenergieumsatz am Ortsnetztransformator im Vergleich zum ungesteuerten Fall deutlich reduziert. Hierdurch ist die lediglich geringe Reduzierung der Verlustenergiemengen im Szenario 3 in diesem Ausmaße nicht zu erkennen.

Bei der Bewertung dieser Betrachtung der Leitverluste bleibt zu erwähnen, dass die angegebenen Absolutwerte der Verlustenergiemengen lediglich einen Überblick geben sollen. Verluste, die durch Klemmstellen und Ähnliches hervorgerufen werden, sowie die Reduzierung der Kurzschlussverluste am Ortsnetztransformator aufgrund des geringeren Gesamtenergieumsatzes an diesem Betriebsmittel wirken sich markant auf die Leitverluste aus. Auch durch den Einsatz eines spannungsregulierten Ortsnetztransformators könnte durch die so beeinflussten Leiterströme eine Veränderung der Leitverluste erfolgen.

### 5.2.4. Optimierter Netzbetrieb

Als ein weiteres Ziel des clusterbasierten Energiemanagements ist die Bereitstellung einer vordefinierten Leistung gegenüber dem vorlagerten Mittelspannungsnetz zu nennen. Zum Test dieses optimierenden Netzbetriebs wird beispielhaft das Szenario 2 ausgewählt. Im Gegensatz zu

den bereits durchgeführten Simulationen wird hier jedoch als Randbedingung nicht der vom Mittelspannungsnetz entkoppelte Netzbetrieb angestrebt. Vielmehr soll in diesem Test eine Leistung von 100 kW konstant über den Tag verbraucht werden. In Abbildung 5.8 ist zu erkennen, dass ein vordefinierter Verbrauch, welchen das Niederspannungsnetz gegenüber dem Mittelspannungsnetz abrufen soll, nahezu konstant über den Tag hinweg eingehalten wird.

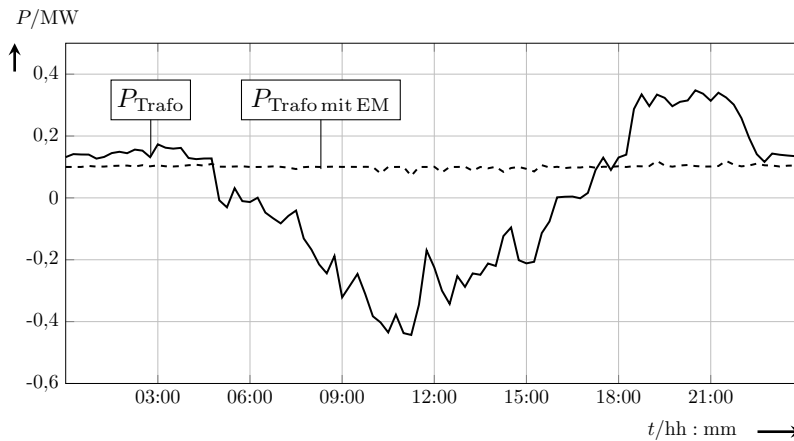


Abbildung 5.8.: Tagesverläufe der Leistung am Ortsnetztransformator  $P_{\text{Trafo}}$  und die Reaktion auf das Energiemanagement (EM)  $P_{\text{Trafo mit EM}}$  am Beispiel Szenario 2 bei Bereitstellung eines Verbrauchs von 100 kW

Durch die Nutzung der Speicher zur Reduzierung von Verbrauchsspitzen und unter Einbeziehung der vorhandenen dezentralen Erzeugung kann dieser nahezu konstante Verbrauch über den Tag hinweg bereitgestellt werden. Abbildung 5.9 zeigt, dass eine Erhöhung des Verbrauchs über die Mittagsstunden durch das Laden der Speicher ent-

steht. Im Gegenzug dazu wird am Abend diese Speicherladung verwendet, um die Verbrauchsspitzen entsprechend des vordefinierten Zielwertes zu reduzieren.

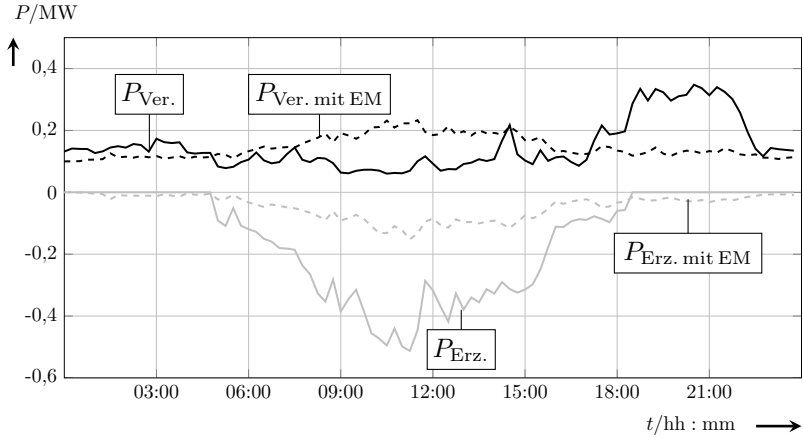


Abbildung 5.9.: Tagesverläufe von Verbrauchsleistung  $P_{Ver.}$  und Erzeugungsleistung  $P_{Erz.}$  im Niederspannungsnetz und deren Reaktion auf das Energiemanagement (EM)  $P_{Ver. \text{ mit EM}}$  bzw.  $P_{Erz. \text{ mit EM}}$  am Beispiel Szenario 2 bei Bereitstellung eines Verbrauchs von 100 kW

Die Energiemenge, die als Differenz zwischen dem Verbrauch ohne und mit Energiemanagement zu erkennen ist, beschreibt das Laden und Entladen der Speicher in den dezentralen Energieversorgungssystemen. Im dargestellten Fall reicht die Speicherkapazität knapp aus, um einen Verbrauch von 100 kW konstant über den Tag bereitstellen zu können. Die zur Verfügung stehende Energie zum Laden der Speicher wird durch die Differenz zwischen der Erzeugungsleistung ohne und mit Energiemanagement beschrieben. Dabei ist zu erkennen, dass diese Energiemenge vom Betrag her deutlich größer ist als die Energie-

menge, welche für das Laden der Speicher in Anspruch genommen wird. Demzufolge wird in diesem optimierten Netzbetrieb nicht die komplette zur Verfügung stehende Leistung verwendet, die durch die dezentralen Energieversorgungssysteme bereitgestellt wird, und eine Abschaltung dieser Anlagen wird ausgeführt.

Ist die Speicherkapazität für eine konstante Leistung gegenüber dem Mittelspannungsnetz nicht ausreichend, so wird weiterhin der benötigte Verbrauch realisiert und das Niederspannungsnetz verhält sich, als ob es keiner Steuerung unterläge.

Durch die Strategie im Energiemanagement, dass nahe zum Ortsnetztransformator liegende Knoten einen höheren Anteil an dem bereitzustellenden Verbrauch tragen müssen, wird eine deutliche Reduzierung der Leitverluste erreicht. In dem hier beschriebenen Beispiel konnte durch diese Strategie eine Verringerung der Leitverluste im Absolutwert wie auch im Anteil am Gesamtenergieumsatz auf ein Zehntel des Ausgangswertes erreicht werden.

Bei der Bewertung dieses Systems ist zu hinterfragen, ob die Bereitstellung einer vordefinierten Leistung gegenüber dem Mittelspannungsnetz über den kompletten Tagesverlauf zielführend ist. Für eine Optimierung der Prognose des Energieverbrauchs bzw. der Energieerzeugung wären deutlich kürzere Bereitstellungszeiten auch lohnenswert.



### 5.2.5. Technische Bewertung des Managementansatzes

In Hinblick auf eine technische Umsetzung des beschriebenen clusterbasierten Managementansatzes ergeben sich jedoch noch einige Herausforderungen, welche mehrheitlich auf die Hardware zurückzuführen sind.

Für den autarken Netzbetrieb eines Niederspannungsnetzes ist zu erwähnen, dass eine Spannungshaltung mit lediglich dezentralen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern sehr hohe Anforderungen an die leistungselektronischen Stellglieder stellt. Vor diesem Hintergrund ist zu hinterfragen, ob diese komplette Netzautarkie ausreichend Praxisrelevanz besitzt. Lediglich im Fall eines Systemausfalls und dem Hochfahren des Elektroenergiesystems von der Niederspannungsebene aus oder bei einer Inselbildung aufgrund eines Systemausfalls in höheren Spannungsebenen ist dieser Einsatz relevant. Aufgrund der Kenntnis der Versorgungssicherheit in Deutschland mit Ausfallzeiten von durchschnittlich nur circa 15 Minuten pro Jahr sind die Mehrkosten für die benötigten leistungselektronischen Stellglieder kritisch zu betrachten.

Kritisch zu erwähnen ist auch, dass der beschriebene clusterbasierte Managementansatz lediglich ein Vergleich von Bilanzen ist. Zum einen wird hier lediglich die Steuerung von Wirkleistungen betrachtet und ein konstanter Leistungsfaktor angenommen (siehe Abschnitt 3.2.2). Zum anderen finden dynamische Effekte, welche mit den notwendigen Schalthandlungen einhergehen, in dieser Arbeit keine Berücksichtigung. Bei einer Fokussierung auf die Spannungsqualität sind dies jedoch einige kritische Punkte, welche für eine praktische Umsetzung detailliert untersucht werden müssen.

Als weiterer Aspekt der praktischen Umsetzung ist die hohe Anforderung an die Informationsverarbeitung zu nennen. Nicht nur bei der

Informationsübertragung, welche durch parallele Kommunikationsnetze oder PowerLine-Kommunikation realisiert werden kann, ist die Fülle an Informationen eine Herausforderung. Auch bei der echtzeitfähigen Umsetzung des Managementansatzes mittels lokaler Rechentechnik ist dieser Punkt zu beachten. Dieser Aufwand der Informationsverarbeitung und -übertragung macht deutlich, dass für eine praktische Umsetzung auch ein sicherer Systemzustand definiert werden muss, um bei einem Systemausfall des Managements die Elektroenergieversorgung weiter zu gewährleisten.

## **5.3. Umsetzung am aktuellen Energiemarkt**

### **5.3.1. Herausforderungen beim Einsatz**

Neben den erwähnten technischen Anforderungen und weiteren Entwicklungspotentialen stellt die Integration eines solchen Energiemanagements in den Energiemarkt eine nicht zu vernachlässigende Hürde dar. Untersuchungen haben gezeigt, dass die direkte Interaktion von Endkunden im Betrieb eines Energiemanagements nicht erfolgversprechend ist. Ein Pilotprojekt der CENTRALSCHWEIZERISCHEN KRAFTWERKE AG [55] stellt dahingehend fest, dass eine direkte Einbeziehung der Endkunden und die Veränderung ihres Verbrauchsverhaltens langfristig keinen Mehrwert bietet. Ein Potential zur Verbrauchsverlagerung ist durch den Einsatz von steuerbaren Verbrauchern, Erzeugern und Speichern technisch jedoch durchaus gegeben. Die DENA-VERTEILNETZSTUDIE [56] zeigt, dass vor allem bei der Reduzierung von Netzspitzen der Einsatz eines intelligenten Managementsystems einen wirtschaftlichen Mehrwert bieten kann.

Jedoch auch ohne direkte Einbeziehung des Endkunden ist solch ein Management auf eine breite Akzeptanz in der Gesellschaft angewiesen. Vor allem bei der Anschaffung von dezentralen Energieversorgungssystemen und der damit einhergehenden Nutzung von Privatgelände zeigt sich die Notwendigkeit dieser Akzeptanz deutlich. In diesem Kontext ist auch das in Abschnitt 2.1.1 beschriebene Zieldreieck der Elektroenergieversorgung kritisch zu betrachten. HAUFF ET. AL. [57] erweitern es für die zukünftige Energieversorgung zu einem Zielviereck (siehe Abbildung 5.10). Zur Erhöhung der Akzeptanz erachten HAUFF ET. AL. [57] neben einer offenen Kommunikation über die Arbeiten auch eine aktive Beteiligung der Endkunden am monetären Gewinn.

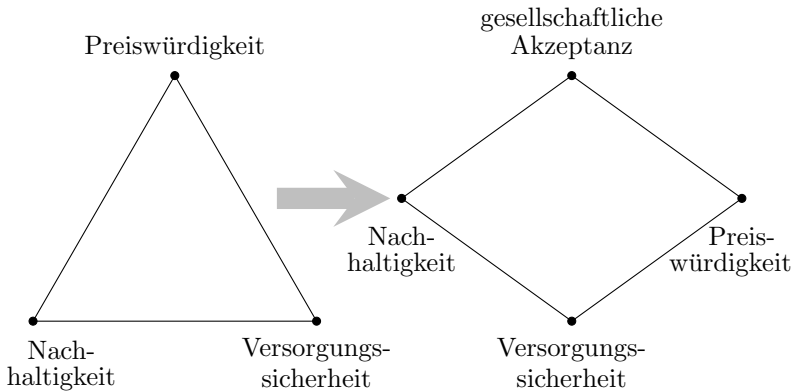


Abbildung 5.10.: Der Wandel vom Zieldreieck hin zum Zielviereck der Elektroenergieversorgung nach [57]

Ein rein marktorientiertes Managementsystem hätte jedoch zur Folge, dass die Netzausbaukosten in der Niederspannungsebene bis 2030 massiv steigen würden. Aus diesem Grunde wird in der DENA-VERTEIL-

NETZSTUDIE [56] vorgeschlagen, eine Kombination aus netz- und markt-orientierten Managementsystemen zu integrieren.

Die in dieser Arbeit vorgestellten Managementstrategien können einen Baustein in einem netzorientierten Managementsystems und somit einen Teil eines zukünftiges Geschäftsmodells darstellen.

### 5.3.2. Möglichkeiten zur Verwertung

Die Integration des beschriebenen clusterbasierten Energiemanagements in die aktuelle Struktur des Energiemarktes kann auf verschiedenen Wegen erfolgen. Zunächst müssen dazu kurz die Akteure im Energiemarkt beschrieben werden. Neben dem Endkunden (aktuell meist Verbraucher) sind zudem der Verteilnetzbetreiber, der Übertragungsnetzbetreiber, der Energielieferant sowie der Handel als Teilnehmer zu nennen, wie Abbildung 5.11 zeigt. Sie sind auf unterschiedlichen wirtschaftlichen Märkten (Beschaffung, Regelenergie, EEG-Vermarktung, usw.) und mittels verschiedener Wege miteinander vernetzt.

In der zukünftigen Elektroenergieversorgung wird sich der heutzutage zumeist als Verbraucher definierte Endkunde hin zu einem bidirektionalen Teilnehmer (Erzeuger und Verbraucher) wandeln. Dieser wird durch die Verschmelzung der englischen Begriffe *producer* und *consumer* oftmals auch als Prosumer bezeichnet. Die Möglichkeiten der und die verschiedenen Verbindungen zwischen den einzelnen Teilnehmern würden durch diesen Wandel an Komplexität gewinnen. Analog zu dem in dieser Arbeit beschriebenen intelligenten Netz wird sich ein intelligenter Markt (*smart market*) ausbilden, in dem die Rollen der Akteure anders verteilt oder Doppelfunktionen ermöglicht werden.

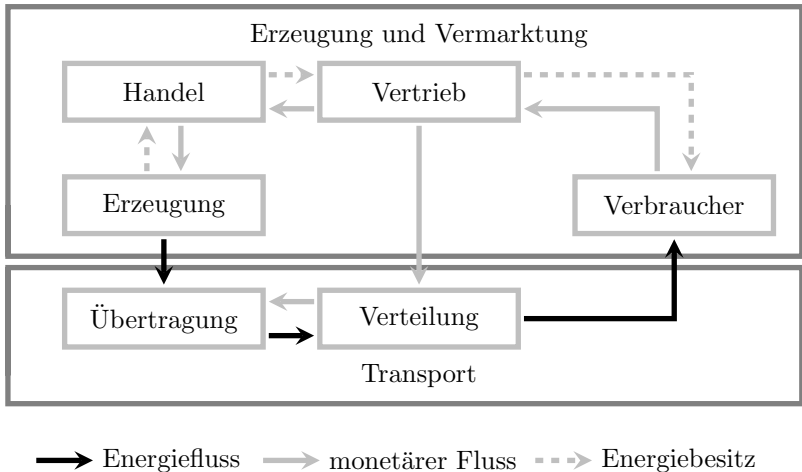


Abbildung 5.11.: Überblick über die Rollenverteilung im deutschen Energiemarkt nach [6]

Eine Möglichkeit dabei wäre, dass der Endkunde durch das dezentrale Energieversorgungssystem die Funktion von Erzeuger und Verbraucher selbst übernimmt und den entsprechenden Vertrieb und Handel eigenständig durchführt. Der feingliedrige Ansatz eines solchen Systems weist vor dem Hintergrund der damit entstehenden Vielzahl an Marktteilnehmern eine hohe Komplexität im Betrieb auf. Diese Vielzahl kann jedoch aufgrund des mit ihr verbundenen großen Angebots auch eine Belebung des Energiemarkts hervorrufen.

Als weitere Möglichkeit ist sicherlich die Platzierung eines Providers denkbar, welcher in Anlehnung an das aus der Regelernergie bekannte Pooling die verschiedenen dezentralen Energieversorgungssysteme als übergeordnete Instanz betreibt und für den Endkunden finanzielle Vorteile bietet.

Als dritte, für die Anwendung des hier beschriebenen Energiemanagements realistischste Anwendung, soll der Betrieb von mehreren dezentralen Energieversorgungssystemen durch den Verteilnetzbetreiber angesprochen werden. Neben der DENA-VERTEILNETZSTUDIE [56] stellen auch BIRKNER ET. AL. [58] heraus, dass Verteilnetzbetreiber in Zukunft weitere Rollen im Energiemarkt annehmen sollen. In diesem Fall kann der Verteilnetzbetreiber durch gezieltes Management der dezentralen Energieversorgungssysteme Erzeugungs- oder Verbrauchsspitzen reduzieren und so eventuell einen weiteren Netzaus- bzw. Umbau vermeiden. Dies kann beispielsweise auch durch variable Netznutzungsentgelte umgesetzt werden.

Dieser kurze Exkurs in die Möglichkeiten zur Verwertung der dargestellten Managementstrategien soll lediglich einen Überblick geben. Aufgrund der Komplexität und der Eröffnung eines neuen Forschungsfeldes soll in dieser Arbeit auf weitere Ausführungen diesbezüglich verzichtet werden.

---

## 6. Schluss

### 6.1. Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit konzentriert sich auf die Entwicklung und beispielhafte Erprobung eines Energiemanagements zur Steuerung einer Vielzahl dezentraler Energieversorgungssysteme in zukünftigen Niederspannungsnetzen. Als dezentrales Energieversorgungssystem wird eine Kombination aus steuerbaren Erzeugern, Verbrauchern und Speichern an einem Hausanschluss gesehen. Nach einer Aufstellung der Anforderungen an das zu entwickelnde Energiemanagement wird der Leistungsfluss als der zu betrachtende Parameter herausgearbeitet. Für die Beschreibung des Leistungsflusses dient ein realitätsnahes Abbild von Niederspannungsnetzen als umfangreiche Testplattform.

Dieses Abbild beschreibt neben den netztopologischen Parametern zudem zukünftige Erzeuger-, Verbraucher- und Speicherstrukturen inklusive den für die Niederspannungsebene charakteristischen Fluktuationen. Die Modellbildung basiert dabei auf graphentheoretischen Grundlagen, wobei das Niederspannungsnetz durch Knoten (Hausanschlüsse, Sammelschienen, usw.) und Verbindungselemente (Leitungen) beschrieben wird.

Zur Optimierung des Leistungsflusses werden zwei Managementansätze verfolgt. Ein verlustbasierter Ansatz konzentriert sich auf die

Reduzierung der Leitverluste im Niederspannungsnetz. Ein zweiter Ansatz reduziert den Abstand zwischen Erzeugung und Verbrauch mit Hilfe einer Gruppenbildung.

Im Fokus des verlustbasierten Ansatzes liegen die bekannten Leitverluste, welche diese Arbeit mit Hilfe der im Niederspannungsmodell darstellbaren Stromwärmeverluste der Leitungen beschreibt. Bei jeder Änderung der Erzeugungs- und Verbrauchssituation wird das komplette Niederspannungsnetz neu berechnet und der Zustand mit den geringsten Leitverlusten ermittelt. Für diesen Schritt ist eine Vielzahl an Leistungsflussberechnungen notwendig. Die Anwendung dieses Managementansatzes ist bei einem Modellnetz mit 20 Knoten umsetzbar, jedoch ist der Rechenaufwand aufgrund des iterativen Verfahrens nicht zu vernachlässigen. Bei einem praxisnahen Niederspannungsnetz mit 100 Knoten sind so beispielsweise je nach Erzeugungs- und Verbrauchssituation zwischen 2550 und 5050 Leistungsflussberechnungen pro Zeitschritt notwendig. Daher ist dieser Ansatz mit steigender Netzausdehnung und entsprechend steigender Knotenanzahl aufgrund der damit einhergehenden steigenden Anzahl an Leistungsflussberechnungen für einen nahezu echtzeitfähigen Einsatz nicht praktikabel.

Der Ansatz eines clusterbasierten Energiemanagements bietet hingegen auch für ausgedehnte Niederspannungsnetze ein großes Potential. Bei diesem Ansatz wird im ersten Schnitt das Niederspannungsnetz in einzelne Cluster unterteilt. Dabei werden auf der Grundlage der Leitungsresistenzen diejenigen Knoten in Gruppen zusammengefasst, die nur durch sehr geringe Leitungsresistenzen voneinander getrennt liegen. Diese Gruppen verfolgen dann in Form von eigenständigen Clustern vorgegebene Ziele. Aufgrund dieser Gruppenbildung, welche nur bei netztopologischen Veränderungen durchgeführt werden muss, verringert sich die Komplexität und Anzahl der Leistungsflussberechnun-



gen im Vergleich zum vorher gewählten verlustbasierten Ansatz. Durch diese Reduktion benötigt dieser Algorithmus im Vergleich zum verlustbasierten Managementansatz deutlich weniger Rechenzeit.

In Tests wird anhand verschiedener Szenarien, die realitätsnahe Abbildungen von Niederspannungsnetzen darstellen, die Anwendung des clusterbasierten Energiemanagements gezeigt. In den Tests werden zunächst einige Randbedingungen definiert. Jedes dezentrale Energieversorgungssystem kann dabei als Verbraucher oder Erzeuger agieren und 10 kWh Elektroenergie speichern. Die Art der verwendeten Speichertechnologie ist nicht Gegenstand dieser Arbeit. Die Verbrauchsleistung wird durch unterschiedliche fluktuierende Verbrauchsprofil beschrieben. Die Erzeugungsleistung wird durch Photovoltaikanlagen simuliert, welche in ihrer installierten Leistung je nach Szenario 15 %, 50 % und 85 % der nutzbaren Dachfläche einnehmen.

Durch die Nutzung der vorgegebenen Speicherkapazitäten in den dezentralen Energieversorgungssystemen wird mit Hilfe des Energiemanagements eine Reduzierung von Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen erreicht. In dem Fall, dass alle Hausanschlussknoten über das oben beschriebene Speichervermögen verfügen, kann im untersuchten städtischen Niederspannungsnetz mit einem Gesamtspeichervermögen von 730 kWh agiert werden. Unter diesen Randbedingungen ist eine Reduzierung von Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen deutlich zu erkennen und das oben beschriebene Speichervermögen ermöglicht eine Reduzierung der Verbrauchsspitze am Abend um bis zu 46 %. In Hinblick auf die dezentrale Erzeugungsleistung ist zu erkennen, dass eine installierte Leistung von insgesamt 1,6 MW an das beispielhafte städtische Niederspannungsnetz ohne Überschreitung der Belastungsgrenzen von Ortsnetztransformator und Leitungen angeschlossen werden kann, obwohl die Bemessungsscheinleistung des Ortsnetztransformators ledig-

lich 630 kVA beträgt. Eine Einhaltung des Spannungsbandes nach DIN EN 50160 wird durch das clusterbasierte Energiemanagement alleine nicht erreicht. Mit einem spannungsgeregelten Ortsnetztransformator oder einer reduzierten Erzeugungsleistung der Photovoltaikanlagen zu den Mittagsstunden sind jedoch auch diese Anforderungen beherrschbar.

Während in diesen ersten Untersuchungen davon ausgegangen wird, dass jeder Hausanschluss ein dezentrales Energieversorgungssystem mit dem Netz verbindet, wird in einem weiteren Schritt der Grad der Durchdringung des Niederspannungsnetzes mit dezentralen Energieversorgungssystemen untersucht. Sind 30 % der Hausanschlüsse mit einem dezentralen Energieversorgungssystem verbunden, so ist eine Reduzierung der Verbrauchsspitze um circa 20 % möglich.

Ein analoges Verhalten gilt für die Variation der individuellen Speicherkapazität des dezentralen Energieversorgungssystems. Bei einer Speicherkapazität von 5 kWh pro dezentralem Energieversorgungssystem kann die Verbrauchsspitze am Abend um 36 % gesenkt werden. Es zeigt sich, dass schon ein geringer Anteil an dezentraler Speicherkapazität bzw. eine geringe Durchdringung mit dezentralen Energieversorgungssystemen einen deutlichen Einfluss auf die am Ortsnetztransformator anliegende Leistung bewirkt.

Bei der Untersuchung der in der Niederspannungsebene nicht zu vernachlässigenden Leitverluste wird durch das Energiemanagement in allen untersuchten Szenarien eine Reduzierung dieser erreicht. In Abhängigkeit vom Verhältnis zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie von der Netztopologie kann diese Reduzierung zwischen 4 % und 90 % annehmen.

Weiterhin kann mit dem clusterbasierten Energiemanagement in Abhängigkeit von der zur Verfügung stehenden Speicherkapazität, der dezentralen Erzeugung sowie des Verbrauchs ein optimierter Netzbetrieb realisiert werden. Dabei ist es möglich, eine vorher definierte Leistung gegenüber dem Mittelspannungsnetz einzuhalten. Anhand des beispielhaften städtischen Niederspannungsnetzes wird gezeigt, dass mit der erwähnten Speicherkapazität von 10 kWh je dezentralem Energieversorgungssystem an einem Sommertag eine konstante Leistung von 100 kW vom Niederspannungsnetz gegenüber dem Mittelspannungsnetz verbraucht werden kann. Dies basiert jedoch auf der Grundlage, dass dezentrale Erzeuger bei Bedarf auch hinsichtlich ihrer Erzeugungsleistung begrenzt werden müssen. Solch ein Ansatz bietet dem Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit einer effizienteren Prognose des Energiebedarfs.

Schließlich bleibt die Frage nach einer wirtschaftlichen Verwertung eines solchen Energiemanagements. Den naheliegendsten Einsatz bietet dabei ein Geschäftsmodell, in welchem der Verteilnetzbetreiber die zentrale Rolle übernimmt. Bevor dieser praktische Einsatz erprobt werden kann, sind noch Weiterentwicklungen am Energiemanagement sowie den Peripheriemodellen (Speichersimulation, usw.) unabdingbar.

## **6.2. Ausblick**

Die untersuchten Managementansätze stellen nur einen kleinen Baustein eines großen Systems dar. In diesem Kontext bildet sich die Perspektive für eine Vielzahl fortführender Arbeiten aus, welche sich auf den Algorithmus selbst, auf die festgelegten Randbedingungen sowie seinen praktischen Einsatz und Betrieb im Elektroenergiesystem konzentrieren könnten.

In Hinblick auf den clusterbasierten Managementansatz ist eine Überprüfung der Spannungshaltung eine Möglichkeit, um den Algorithmus im Kontext der gewählten Zielvorgaben zu gewährleisten. Dabei ist eine Einbeziehung der aktuellen Spannungssituation im Niederspannungsnetz ein Netzparameter, der zu prüfen ist und das Anreizsignal gegebenenfalls beeinflusst.

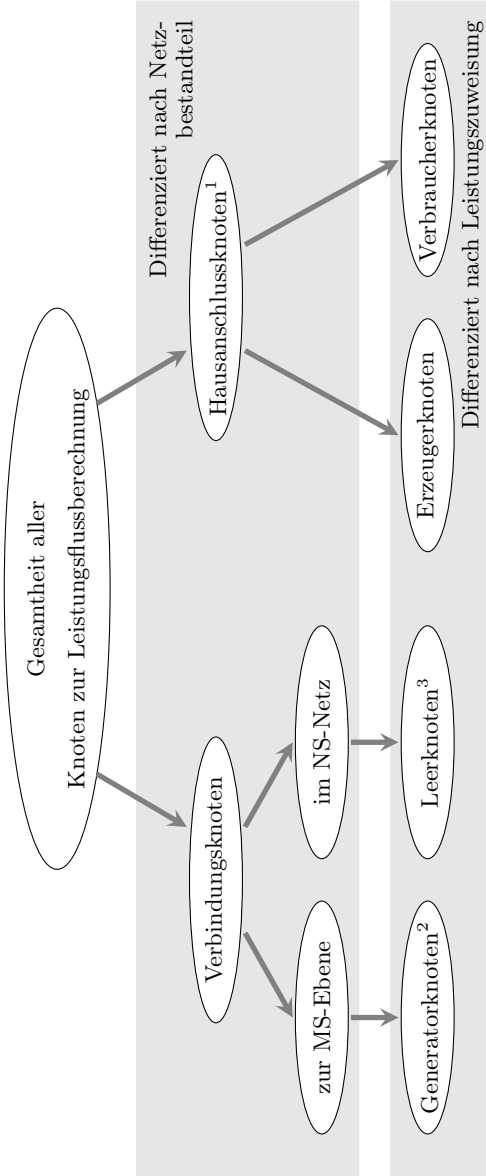
Ein großes Potential für weitere ausgiebige, realitätsnahe Tests bietet die Modellierung der dezentralen Energieversorgungssysteme und hier insbesondere der enthaltenen Speicher. Mit Hilfe eines individuellen und flexiblen Modells zur Betriebsweise der Speicherkapazität können verschiedene Speichertechnologien inklusive ihrer Vor- und Nachteile mit in das System integriert werden. Folglich ist das clusterbasierte Energiemanagement diesem Speichermodell beispielsweise bei der Bildung des Anreizsignals anzupassen, sodass die neuen Möglichkeiten genutzt werden können. In diesem Zusammenhang ist auch eine Implementierung eines teilweisen Reagierens der Knoten denkbar.

Die vorliegende Arbeit konzentriert sich lediglich auf die Bilanzierung von Wirkleistungen. Auch hier ist der Fokus zum einen auf eine Blindleistungsbereitstellung zu erweitern, was in Kombination mit der oben erwähnten Spannungshaltung zu Synergieeffekten führen kann. Zum anderen sind auch dynamische, durch die Vielzahl an Schalthandlungen verursachte Beanspruchungen zu untersuchen und Rückschlüsse auf den Betrieb des Energiemanagements in Hinblick auf die Spannungsqualität zu ziehen.

Wie bereits angedeutet, ist der aktuelle Energiemarkt für den Einsatz eines solchen Systems nicht geeignet. Anpassungen im regulatorischen Rahmen sowie die Erarbeitung von verschiedenen Geschäftsmodellen stellen eine weitere Voraussetzung für den erfolgreichen Einsatz eines clusterbasierten Energiemanagements dar.

---

## **A. Übersicht über Knotenbezeichnungen**



<sup>1</sup> in dieser Arbeit oft lediglich als Knoten bezeichnet

<sup>2</sup> in dieser Arbeit auch als Bilanzknoten verwendet

<sup>3</sup> inklusive weniger fiktiver Rechenknoten

Abbildung A.1.: Überblick über der Verwendung von Knotenbezeichnungen in dieser Arbeit

---

## **B. Vollständige Vernetzungsmatrix**

Tabelle B.1.: Vernetzungsmatrix zur Bewertung von ausgewählten Netzparametern

	Leiterart	Hausanschluss	Länge Hausanschluss	Anschlussart	Verbraucherart	Anzahl Verbraucher	Siedlungsdichte	Leiterart Netzstrahlen	Länge Hauptstrahlen	Länge Nebenstrahlen	Anzahl Nebenstrahlen	Kennwerte ON-Trafo	Anzahl Abgänge ON-Trafo	Anzahl Hausanschlüsse	Versorgte Fläche	Anzahl ON-Trafo	Anzahl Einspeiser	Einspeiserart	Spannungsqualität	Netzform	Lastangriffsfaktor	Aktivsumme $\Sigma$ aktiv
	Leiterart	Hausanschluss	X	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	4
	Länge Hausanschluss	1	X	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	3
	Anschlussart	0	0	X	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	Verbraucherart	0	0	2	X	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	5
	Anzahl Verbraucher	2	0	0	0	X	1	2	1	1	1	2	1	1	2	2	1	1	2	1	1	22
	Siedlungsdichte	1	2	1	1	2	X	2	2	2	2	2	2	2	1	2	1	2	1	1	1	30
	Leiterart Netzstrahlen	0	0	0	0	1	0	X	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	5
	Länge Hauptstrahlen	0	0	0	0	0	0	1	X	1	1	1	0	0	0	0	0	0	2	1	2	9
	Länge Nebenstrahlen	0	0	0	0	0	0	1	0	X	0	1	0	0	0	0	0	0	2	1	2	7
	Anzahl Nebenstrahlen	0	0	0	0	0	0	0	0	1	X	1	0	0	0	0	0	0	1	2	2	7
	Kennwerte ON-Trafo	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	X	1	0	0	1	0	0	1	0	0	5
	Anzahl Abgänge ON-Trafo	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	X	0	0	1	0	0	0	0	0	2
	Anzahl Hausanschlüsse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	X	1	1	0	0	1	0	2	7
	Versorgte Fläche	0	1	0	0	1	2	1	2	2	2	1	1	1	X	2	0	0	0	1	0	17
	Anzahl ON-Trafo	0	0	0	0	0	0	1	2	2	0	1	1	0	0	X	0	0	1	0	0	8
	Anzahl Einspeiser	2	0	0	0	0	0	2	1	1	0	2	1	0	0	1	X	0	2	1	1	14
	Einspeiserart	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1	X	2	0	0	7
	Spannungsqualität	1	0	0	0	2	0	2	2	2	1	1	0	1	0	1	2	0	X	1	0	16
	Netzform	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	2	X	1	11
	Lastangriffsfaktor	0	0	0	0	0	0	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	6
	Passivsumme $\Sigma$ passiv	7	4	3	2	8	4	15	16	17	10	15	8	5	4	12	5	3	26	10	12	



# Bibliografie

## Literaturverzeichnis

- [1] *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)*. Hrsg. von Bundesregierung Deutschland. 2005.
- [2] *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)*. Hrsg. von Bundesregierung Deutschland. 2008.
- [3] *Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2012*. Onlinepublikation. Hrsg. von Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. 2013. URL: <http://www.ag-energiebilanzen.de/DE/daten-und-fakten/auswertungstabellen/auswertungstabellen.html>(08.08.14).
- [4] *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2012 – Haushalte und Industrie*. Onlinepublikation. Hrsg. von Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). 2012. URL: [http://bdew.de/internet.nsf/id/0E5D39E2E798737FC1257A09002D8C9C/\\$file/120525%20BDEW-Strompreisanalyse%202012%20Chartsatz%20gesamt.pdf](http://bdew.de/internet.nsf/id/0E5D39E2E798737FC1257A09002D8C9C/$file/120525%20BDEW-Strompreisanalyse%202012%20Chartsatz%20gesamt.pdf)(08.08.14).
- [5] *Monitoringbericht 2012*. Onlinepublikation. Hrsg. von Bundesnetzagentur für Elektrizität Gas Telekommunikati-

on Post und Eisenbahnen. 2013. URL: [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2\(08.08.14\)](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile&v=2(08.08.14)).

- [6] *Taschenbuch der Elektrischen Energietechnik*. Hrsg. von W. Schufft, 2007.
- [7] *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)*. Onlinepublikation. Hrsg. von Bundesverband Solarwirtschaft e.V. 2014. URL: [http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2013\\_2\\_BSW\\_Solar\\_Faktenblatt\\_Photovoltaik.pdf\(08.08.14\)](http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2013_2_BSW_Solar_Faktenblatt_Photovoltaik.pdf(08.08.14)).
- [8] *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014)*. Onlinepublikation. Hrsg. von Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). 2014. URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/83C963F43062D3B9C1257C89003153BF/\\$file/Energie-Info\\_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20\(2014\)\\_24.02.2014\\_final\\_Journalis\ten.pdf\(08.08.14\)](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/83C963F43062D3B9C1257C89003153BF/$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20(2014)_24.02.2014_final_Journalis\ten.pdf(08.08.14)).
- [9] *Atomgesetz*. Hrsg. von Bundesregierung Deutschland. 2011.
- [10] *Bundesbedarfsplangesetz*. Hrsg. von Bundesregierung Deutschland. 2013.
- [11] *EEG-Statistikbericht 2011*. Onlinepublikation. Hrsg. von Bundesnetzagentur für Elektrizität Gas Telekommunikation Post und Eisenbahn. 2012. URL: [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/)

- ZahlenDatenInformationen / StatistikberichtEEG2011pdf . pdf?\_\_blob=publicationFile&v=1(08.08.14).
- [12] *BWP-Branchenstudie 2013 – Szenarien und politische Handlungsempfehlungen*. Onlinepublikation. Hrsg. von Bundesverband Wärmepumpe e.V. 2013. URL: [http://www.waermepumpe.de/uploads/tx\\_bwppublication/2013-11-20-Branchenprognose\\_2013.pdf](http://www.waermepumpe.de/uploads/tx_bwppublication/2013-11-20-Branchenprognose_2013.pdf)(08.08.14).
- [13] *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität 2010*. Hrsg. von Bundesregierung Deutschland. 2010.
- [14] K. Mehlhorn und J. Kliemt. *Bestimmung der elektrischen Verluste im Netz eines städtischen Netzbetreibers*. In: Magazin für die Energiewirtschaft. 2004.
- [15] *Leitstudie 2010 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Hrsg. vom Bundesumweltministerium.
- [16] *VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020*. Hrsg. von Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG). 2007.
- [17] Th. Degner, J. Schmid und P. Strauss. *Dispover – Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources (Final Report)*. ISET e.V. 2006.
- [18] J. Teuscher, A. Götz und W. Schufft. *Verlustoptimiertes Energiemanagement in Niederspannungsnetzen*. Tagungsband VDE-Kongress 2010, Leipzig. 2010.
- [19] *DIN EN 5160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 2005.

- [20] Georg Kerber und Rolf Witzmann. *Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen*. In: Magazin für die Energiewirtschaft. 2008.
- [21] Georg Kerber. *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen*. Dissertationsschrift. Technische Universität München. 2011.
- [22] Jörg Scheffler. *Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten*. Dissertationsschrift. Technische Universität Chemnitz. 2002.
- [23] W.F. Tinney und C. E. Hart. *Power Flow Solution by Newton's Method*. In: IEEE Transaction on Power Apparatus und Systems (S. 1449-1460). 1967.
- [24] B. R. Oswald. *Berechnung von Drehstromnetzen*. Bd. 2. Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [25] *Programmsystem PowerFactory PF15.1 Benutzerhandbuch*. Hrsg. von Digsilent GmbH. URL: <http://www.digsilent.de/index.php/de-produkte-powerfactory.html>.
- [26] *Programmsystem zur Berechnung elektrischer Netze ELEKTRA 3.90 Handbuch*. Hrsg. von KEMA-IEV GmbH. Dresden, 2008.
- [27] R. D. Zimmerman und C. E. Murillo-Sánchez. *MATPOWER 4.1 User's Manual*. Power Systems Engineering Research Center (PSERC). Arizona, 2011.
- [28] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez und R. J. Thomas. *MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education*. In: IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 26, No. 1 (S. 12-19). 2011.

- [29] *Stromnetzentgeltverordnung - Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Hrsg. von Bundesregierung Deutschland. 2013.
- [30] C. Fünfgeld und R. Tiedemann. *Anwendung der repräsentativen VDEW-Lastprofile step-by-step*. In: VDEW M05/2000, Frankfurt, 2000.
- [31] N. Pflugrad und B. Platzer. *Behavior based load profile generator for domestic hot water and electricity use*. Innostock - 12th International Conference on Energy Storage, Lleida, 2012.
- [32] A. Skartveit, J. A. Olseth und M. E. Tuft. *An hourly diffuse fraction model with correction for variability and surface albedo*. In: Solar Energy (S. 173-183). 1998.
- [33] *Google Maps*. Hrsg. von Google Inc. URL: [https://maps.google.de/\(08.08.14\)](https://maps.google.de/(08.08.14)).
- [34] *Dynamisches Simulationsprogramm für netzgekoppelte Photovoltaikanlagen PV\*SOL*. Hrsg. von Valentin Software GmbH. URL: <http://www.valentin-software.com/produkte/photovoltaik/12/pvsol-expert>(08.08.14).
- [35] N. Pflugrad u. a. *Analysing low-voltage grids using a behaviour based load profile generator*. International Conference on Renewable Energies und Power Quality 2013, Bilbao. 2013.
- [36] J. M. Guerrero u. a. *Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization*. In: IEEE Transaction on Industrial Electronics, Vol. 58. No. 1. 2011.
- [37] A. Bidram und A. Davoudi. *Hierarchical Structure of Microgrids Control System*. In: IEEE Transaction on Smart Grid (S. 1963-1976). 2012.

- [38] Farid Katiraei u. a. *Microgrids Management - Controls and Operation of Microgrids*. In: IEEE Power und Energy Magazine (S. 54-65). 2008.
- [39] Sebastian Lehnhoff. *Dezentrales vernetztes Energiebewirtschaftung auf Basis eines verteilten adaptiven Realzeit-Multiagentensystems (DEZENT)*. Dissertationsschrift. Technische Universität Dortmund. 2009.
- [40] H. F. Wedde u. a. *Dezentrale vernetzte Energiebewirtschaftung (DEZENT) im Netz der Zukunft*. In: Wirtschaftsinformatik 49. 2007.
- [41] I. Wasiak u. a. *A Power-Quality Management Algorithm for Low-Voltage Grids With Distributed Resources*. In: IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 23, No. 2. 2008.
- [42] T. L. Vandoorn u. a. *Smart Microgrids and Virtual Power Plants in a Hierarchical Control Structure*. In: Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2nd IEEE PES International Conference und Exhibition on. 2011.
- [43] M. Cirrincione u. a. *Intelligent Energy Management System*. In: 7th IEEE International Conference on Industrial Informatics. 2009.
- [44] P. Piagi und H. Lasseter. *Autonomous Control of Microgrids*. In: IEEE PES Meeting, Montreal. 2006.
- [45] D. Nestle. *Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mittels dezentraler Entscheidung*. Dissertationsschrift. Universität Kassel. 2007.
- [46] D. Raisz. *Selected Extreme Value Problems in Electric Power Engineering*. Dissertationsschrift. Budapest University of Technology und Economics. 2010.

- [47] V. Zeising, J. Teuscher und W. Schufft. *Application of the Loss-Optimising-Management-Algorithm to a Mirco Grid Energy Management System*. In: Journal of Energy und Power Engineering 7 (S.1754-1763). 2013.
- [48] J. Teuscher, V. Zeising und W. Schufft. *Loss-Optimising-Management-Algorithm and the usage in an energy management for low-voltage grids*. International Conference on Renewable Energies und Power Quality 2012, Santiago de Compostela. 2012.
- [49] J. Teuscher, D. Kühnert und V. Zeising. *Loss-optimized management in low-voltage grids based on an incentive signal*. In: Intensive Programm 2011, University of West Bohemia, Pilzen. 2011.
- [50] C. Sumereder und M. Muhr. *Zuverlässigkeits- und Risikoabschätzung von elektrischen Betriebsmitteln*. In: Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz. 2006.
- [51] J. Teuscher, B. Born und W. Schufft. *Power-Flow-Optimising-Algorithm used in an Energy Management for Micro Grids*. International Conference on Renewable Energies und Power Quality, Cordoba. 2014.
- [52] E. J. Dönitz. *Effizientere Szenariotechnik durch teilautomatische Generierung von Konsistenzmatrizen*. Wiesbaden: Gabler GWV Fachverlage GmbH, 2009.
- [53] J. Teuscher, A. Götz und W. Schufft. *Electric vehicles and their effects in low-voltage grids*. International Conference on Renewable Energies und Power Quality, Las Palmas de Gran Canaria. 2011.
- [54] E. Zeidler, W. Hackbusch und H. R. Schwarz. *Teubner-Taschenbach der Mathematik*. 2. Auflage. B.G. Teubner, 2003.

- [55] *Smart Metering-Pilotprojekt stellt Kundennutzen in Frage.* Hrsg. von Centralschweizerische Kraftwerke AG. 2014.
- [56] *dena-Verteilnetzstudie – Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.* Onlinepublikation. Hrsg. von Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). 2012. URL: [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS\\_Abschlussbericht.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf) (08.08.14).
- [57] Jochen Hauff u. a. *Gesellschaftliche Akzeptanz als Säule der energiepolitischen Zielsetzung.* In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, etv Energieverlag GmbH. 2011.
- [58] P. Birkner und M. Zdrallek. *Entwicklung von Verteilnetzen in Deutschland – Pluralistische Organisationsstruktur, dynamische Belastung und effiziente Betriebsweise.* In: Tagungsband ETG-Kongress 2011 in Würzburg, 2011.

## Betreute studentische Arbeiten

- [59] Stefanie Schubert. *Untersuchung der Lademöglichkeiten von Elektrofahrzeugen im Niederspannungsnetz.* Seminararbeit. Technische Universität Chemnitz. 2010.
- [60] Janis Delchanidis. *Untersuchung der Steuerung des elektrischen Energiebedarfs von Haushaltskunden.* Seminararbeit. Technische Universität Chemnitz. 2010.
- [61] David Kühnert. *Vergleich von Niederspannungsnetzstrukturen unter Berücksichtigung einer hohen Anzahl von Elektrofahrzeugen.* Studienarbeit. Technische Universität Chemnitz. 2010.



- [62] Marcus Kreutziger. *Hinterlegung von realen Energiezeitreihen in ELEKTRA-Netzabbildungen*. Studienarbeit. Technische Universität Chemnitz. 2011.
- [63] Julia Scholz. *Untersuchung des Einsparpotentials durch ein verlustoptimierendes Energiemanagement*. Seminararbeit. Technische Universität Chemnitz. 2011.
- [64] Sebastian Duda. *Gleichmäßige Aufladung von Elektrofahrzeugen*. Seminararbeit. 2011.
- [65] David Kühnert. *Softwarebasierte Entwicklung und Testung eines verlustoptimierten Energiemanagements für zukünftige Niederspannungsnetzstrukturen*. Diplomarbeit. Technische Universität Chemnitz. 2011.
- [66] Julia Scholz. *Wirtschaftlichkeitsanalysen eines verlustoptimierten Energiemanagement im Niederspannungsnetz*. Bachelorarbeit. Technische Universität Chemnitz. 2011.
- [67] Christian Sehnke. *Analyse der Verluste in Niederspannungsnetzen am Matlab-basierten Lastflussberechnungsmodell*. Studienarbeit. 2012.
- [68] Jens Kowalsky. *Untersuchung der maximal möglichen Photovoltaikeinspeisung in einem dicht besiedelten Stadtgebiet*. Bachelorarbeit. 2012.
- [69] Björn Born. *Matlab-basierte Lastflussberechnung von Niederspannungsnetzen mit Zeitreihenimplementierung*. Studienarbeit. 2012.
- [70] Alexander Klitzsch. *Erarbeitung einer Schnittstelle zwischen intelligenten Gebäude- und Netzmanagement*. Bachelorarbeit. 2012.

- [71] Christian Sehnke. *Entwicklung einer probabilistischen Speicherdimensionierung zur Netzstabilisierung ländlicher Regionen*. Diplomarbeit. 2013.
- [72] Thomas Jungnickel. *Potentiale eines intelligenten dezentralen Energiemanagements am deutschen Energiemarkt*. Masterarbeit. Technische Universität Chemnitz. 2013.
- [73] Georg Pinkert. *Exemplarische Anpassung von Lastgangsimulationen in einem Niederspannungsnetz vergleichend zu realen Messungen*. Bachelorarbeit. 2013.
- [74] Julia Scholz. *Erarbeitung von Testszenarien für ein zukünftiges Netzmanagement auf Niederspannungsebene*. Projektarbeit. 2013.
- [75] Jan Ole Kraus. *Analyse der aktuellen Forschungslandschaft mit Fokus auf intelligente Verteilnetze*. Seminararbeit. 2014.
- [76] Benjamin Jacobsen. *Bewertung von Mehrtarifsystemen aus kundenspezifischer Betrachtung*. Fallstudie. 2014.
- [77] Benjamin Jacobsen. *Mehrtarifsysteme - eine aktuelle Marktrecherche und Bewertung des aktuellen Angebots im Vergleich zu herkömmlichen Tarifsystemen*. Seminararbeit. 2014.
- [78] Björn Born. *Entwicklung und Implementierung einer Clusterbasierenden Leistungsfluss-Optimierung für zukünftige Niederspannungsnetzstrukturen*. Diplomarbeit. 2014.
- [79] Julia Scholz. *Analyse des ökonomischen Potentials eines intelligenten dezentralen Energiemanagements unter Einbeziehung elektrischer und thermischer Energiewandlungsprozesse*. Masterarbeit. 2014.

# Abbildungsverzeichnis

2.1. Qualitative Darstellung des Zieldreiecks der Elektroenergieversorgung . . . . .	8
2.2. Überblick über den Aufbau des Elektroenergiesystems in Deutschland . . . . .	10
2.3. Bruttostromerzeugung $E_D$ in Deutschland und deren Unterteilung nach Energieträgern von 2000 bis 2013 [3] .	14
2.4. Bruttostromerzeugung $E_D$ in Deutschland durch Anlagen auf der Basis von erneuerbaren Energien [3] . . . . .	15
2.5. Ziele der Bundesrepublik Deutschland am Beispiel des Anteils der Bruttostromerzeugung durch Anlagen auf der Basis von erneuerbaren Energien am Elektroenergiebedarf $E_{EE}/E_{Last,D}$ bis 2050 [8] . . . . .	17
2.6. Installierte Leistung $P_{install}$ von Anlagen auf der Basis von erneuerbaren Energien verteilt auf die Spannungsebenen in Deutschland für das Jahr 2011 [11] . . . . .	19
2.7. Entwicklung des Marktanteils von Wärmepumpen am Gesamtabsatz der Wärmeerzeuger sowie der Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen (inklusive Hybrid-Fahrzeugen) in Deutschland bis 2020 [12], [13] . . . . .	21
2.8. Übersicht über den Aufbau eines Energiemanagements auf Niederspannungsebene durch mehrere dezentrale Energieversorgungssysteme . . . . .	25

2.9. Schematischer Überblick über den Leistungsfluss im Niederspannungsnetz bei verschiedener Verbraucher- und Erzeugerstruktur . . . . .	28
3.1. Netzabbildungen als Testfeld für Managementsysteme .	32
3.2. Auswertungsoberfläche zu MATPOWER <sup>®</sup> . . . . .	38
3.3. Qualitative Tagesverläufe eines Verbrauchsprofils (am Beispiel Haushalt $P_{HH}$ ) und eines Erzeugungsprofils (am Beispiel Photovoltaikanlage $P_{PV}$ ) nach Verbraucherzählpfeilsystem . . . . .	43
3.4. Vergleich zwischen gemessenem Verbrauchsprofil $P_{\text{real}}$ und Standardlastprofil H0 $P_{H0}$ eines 2-Personen-Haushaltes anhand eines Tagesverlaufs . . . . .	44
3.5. Exemplarische Tagesverläufe von drei simulierten Haushaltsverbrauchsprofilen $P_{HH1}$ , $P_{HH2}$ und $P_{HH3}$ auf Grundlage des verhaltensbasierten Lastprofilgenerators [31] . . . . .	46
3.6. Exemplarische Tagesverläufe von drei simulierten Erzeugungsprofilen für Photovoltaikanlagen an einem sonnigen ( $P_{\text{sonnig}}$ ), einem wechselhaften ( $P_{\text{wechselhaft}}$ ) und einem trüben Tag ( $P_{\text{trüb}}$ ) für eine Anlagengröße mit einer installierten Leistung von 4 kW . . . . .	48
3.7. Netzplanausschnitt des ausgewählten städtischen Niederspannungsnetzes . . . . .	50
3.8. Vergleich zwischen gemessener ( $P_{\text{Messung}}$ ) und simulierter Leistung ( $P_{\text{Simulation}}$ ) am Ortsnetztransformator des Testnetzes über 5 Tage . . . . .	51

3.9. Tagesverläufe der simulierten Leitungsbelastung im Testnetz am Beispiel des Stromes am Ortsnetztransformator (niederspannungsseitig) $I_{\text{ON-Trafo}}$ , in einem Hauptstrahl $I_{\text{Hauptstr.}}$ und in einer Hausanschlussleitung $I_{\text{Hausan.}}$ . . . . .	53
4.1. Dreistufiges Steuerkonzept für intelligente Verteilnetze nach [37] . . . . .	56
4.2. Zentrales und dezentrales Steuerkonzept an beispielhaften Niederspannungsnetzen . . . . .	58
4.3. Beispiel für einen endlichen, ungerichteten, zyklischen Graphen . . . . .	63
4.4. Vorgehensweise bei der Berechnung der minimalen Leitverluste . . . . .	67
4.5. Beispielgraph als Grundlage zur Darstellung der Vorgehensweise zur Bestimmung der Leitverluste jedes Verbraucherknosens . . . . .	69
4.6. Zusammensetzung des Anreizsignals im verlustoptimierten Ansatz . . . . .	72
4.7. Verhalten des Anreizsignals $\kappa_{\text{LV}_i}$ und der Leistung am Knoten $P_i$ in einem beispielhaften Szenario für ausgewählte Knoten a, b, c und d über 30 Zeitschritte . . .	79
4.8. Verhalten der gesamten Leitverluste im Niederspannungsnetz $P_{\text{LV}}$ , der im Niederspannungsnetz umgesetzten Leistung $P_{\Sigma}$ sowie des Betrages dieser Leistung $ P_{\Sigma} $ in einem beispielhaften Szenario über 30 Zeitschritte . .	82
4.9. Übersicht über zwei grundsätzlicher Methoden zur Bildung von Gruppen . . . . .	84
4.10. Vorgehensweise der Cluster-Bildung an einem Beispielgraph . . . . .	86

4.11. Anzahl der Hausanschlussknoten $i_k$ pro Gruppe $k$ für ein exemplarisch ausgewähltes städtisches und ländliches Niederspannungsnetz . . . . .	87
4.12. Übersicht über die Integration des clusterbasierten Ansatzes in die Managementstruktur . . . . .	92
5.1. Systemgrid (Aktivsumme $\sum_{\text{aktiv}}$ in Abhängigkeit der Passivsumme $\sum_{\text{passiv}}$ ) zur Bewertung von Netzparametern	100
5.2. Verhalten der Leistung $P_i$ einzelner Knoten $i$ einer Gruppe im autarken Netzbetrieb mit und ohne Energiemanagement (EM) am Beispiel von 5 Zeitschritten . . . . .	106
5.3. Tagesverläufe der Leistung am Ortsnetztransformator $P_{\text{Trafo}}$ und deren Reaktion auf des Energiemanagement (EM) $P_{\text{Trafo mit EM}}$ bei unterschiedlich starker Durchdringung mit dezentraler Photovoltaikerzeugung . . . . .	109
5.4. Tagesverläufe von Verbrauchsleistung $P_{\text{Ver.}}$ und Erzeugungsleistung $P_{\text{Erz.}}$ im Niederspannungsnetz und deren Reaktion auf das Energiemanagement (EM) $P_{\text{Ver. mit EM}}$ bzw. $P_{\text{Erz. mit EM}}$ am Beispiel Szenario 2 . . . . .	111
5.5. Tagesverläufe der Leistung am Ortsnetztransformator $P_{\text{Trafo}}$ sowie deren Reaktion auf das Energiemanagement (EM) in Abhängigkeit von der individuellen Speichergröße des dezentralen Energieversorgungssystems für 5 kWh $P_{\text{Trafo mit EM (5 kWh)}}$ und 15 kWh $P_{\text{Trafo mit EM (15 kWh)}}$ . . . . .	112

5.6. Tagesverläufe der Leistung am Ortsnetztransformator $P_{\text{Trafo}}$ sowie deren Reaktion auf das Energiemanagement (EM) in Abhängigkeit vom Grad der Durchdringung mit reagierenden Knoten beim Reagieren von 30 % $P_{\text{Trafo mit EM (30\%)}}$ , 50 % $P_{\text{Trafo mit EM (30\%)}}$ , 70 % $P_{\text{Trafo mit EM (70\%)}}$ und 100 % $P_{\text{Trafo mit EM (100\%)}}$ der Knoten	114
5.7. Tagesverläufe der Leistung am Ortsnetztransformator $P_{\text{Trafo}}$ sowie deren Reaktion auf das Energiemanagement (EM) in Abhängigkeit vom Grad der Durchdringung mit reagierenden Knoten beim Reagieren von 30 % $P_{\text{Trafo mit EM (30\%)}}$ , 50 % $P_{\text{Trafo mit EM (30\%)}}$ , 70 % $P_{\text{Trafo mit EM (70\%)}}$ und 100 % $P_{\text{Trafo mit EM (100\%)}}$ der Knoten – Ausschnitt . . . . .	115
5.8. Tagesverläufe der Leistung am Ortsnetztransformator $P_{\text{Trafo}}$ und die Reaktion auf das Energiemanagement (EM) $P_{\text{Trafo mit EM}}$ am Beispiel Szenario 2 bei Bereitstellung eines Verbrauchs von 100 kW . . . . .	120
5.9. Tagesverläufe von Verbrauchsleistung $P_{\text{Ver.}}$ und Erzeugungsleistung $P_{\text{Erz.}}$ im Niederspannungsnetz und deren Reaktion auf das Energiemanagement (EM) $P_{\text{Ver. mit EM}}$ bzw. $P_{\text{Erz. mit EM}}$ am Beispiel Szenario 2 bei Bereitstellung eines Verbrauchs von 100 kW . . . . .	121
5.10. Der Wandel vom Zieldreieck hin zum Zielviereck der Elektroenergieversorgung nach [57] . . . . .	125
5.11. Überblick über die Rollenverteilung im deutschen Energiemarkt nach [6] . . . . .	127
A.1. Überblick über der Verwendung von Knotenbezeichnungen in dieser Arbeit . . . . .	136

# Tabellenverzeichnis

2.1. Stromkreislängen der Spannungsebenen in Deutschland auf Grundlage der Netzstrukturdaten von 2011 [5] . . .	12
2.2. Verlustenergie in Abhängigkeit von der Spannungsebene für Deutschland im Jahr 2011 [5] . . . . .	22
4.1. Berechnungs- und Verbraucherliste zum Beispielgraphen	70
5.1. Ausschnitt aus der Vernetzungsmatrix zur Bewertung von ausgewählten Netzparametern . . . . .	98
5.2. Zuordnung der ausgewählten Netzparameter zu den Quadranten des Systemgrids . . . . .	102
5.3. Überblick über einige Netzparameter von städtischem und ländlichem Niederspannungsnetz [53] . . . . .	103
5.4. Übersicht über die Zusammensetzung ausgewählter Sze- narien . . . . .	104
5.5. Übersicht über die Leitverluste in den simulierten Sze- narien . . . . .	117
B.1. Vernetzungsmatrix zur Bewertung von ausgewählten Netzparametern . . . . .	138



